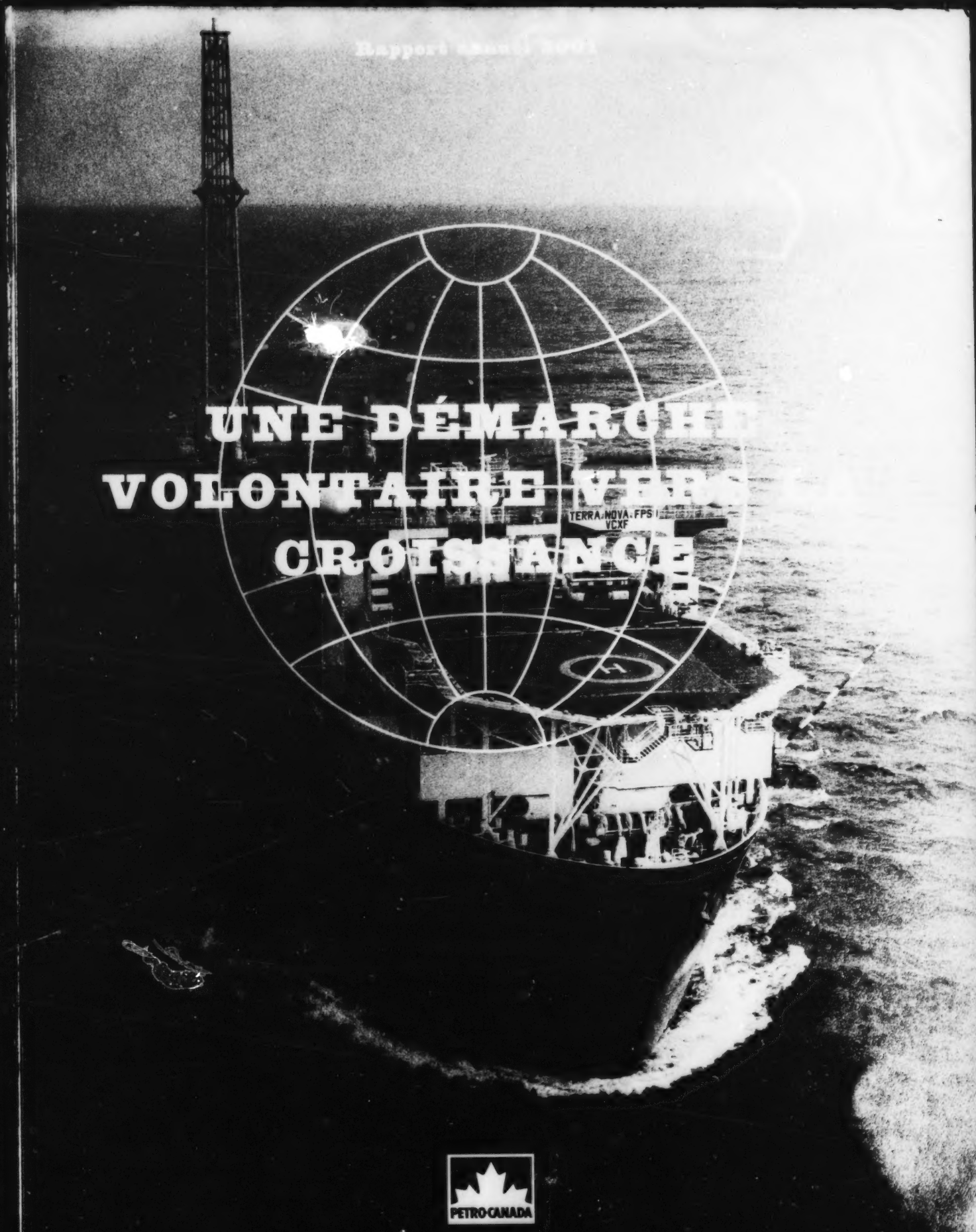


UNE DÉMARCHE VOLONTAIRE VERS LA CROISSANCE

PETRO-CANADA

POINTS SAILLANTS

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)	**2001**	2000	1999
RÉSULTATS FINANCIERS			
Bénéfice d'exploitation (en 2000, avant les frais de restructuration)	**874**	860	236
Bénéfice net	**904**	893	233
Flux de trésorerie	**1 688**	1 870	964
Par action (en dollars)			
Bénéfice d'exploitation (en 2000, avant les frais de restructuration)	**3,30**	3,16	0,87
Bénéfice net — de base	**3,41**	3,28	0,86
Bénéfice net — dilué	**3,38**	3,25	0,85
Flux de trésorerie	**6,37**	6,87	3,55
Dividendes	**0,40**	0,40	0,34
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 681**	1 203	1 021
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	**15,7**	16,6	5,6
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage) (en 2000, avant les frais de restructuration)	**15,2**	16,0	5,6
Dette	**1 401**	1 774	1 711
Ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires (en pourcentage)	**21,7**	27,9	29,5
Ratio de la dette aux flux de trésorerie (fois)	**0,8**	0,9	1,8
RÉSULTATS D'EXPLOITATION			
Production totale (en milliers de barils équivalent pétrole par jour)[1]	**196,5**	212,2	215,1
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, nette avant redevances (en milliers de barils par jour)	**77,4**	89,2	95,3
Production de gaz naturel, nette avant redevances, en excluant les produits d'injection (en millions de pieds cubes par jour)	**714**	738	719
Réserves prouvées de pétrole et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, nettes avant redevances (en millions de barils)	**450**	414	476
Réserves prouvées de gaz naturel, nettes avant redevances (en billions de pieds cubes)	**2,2**	2,3	2,5
Ventes de produits pétroliers raffinés (en milliers de mètres cubes par jour)	**54,5**	55,4	51,2
Utilisation de la capacité de traitement de brut des raffineries (en pourcentage)	**96**	101	100

1 La production de gaz naturel (à l'exclusion des produits d'injection) est convertie selon un facteur de 6 000 pieds cubes de gaz pour un baril de pétrole.

TABLE DES MATIÈRES

2 Coup d'œil sur les activités principales

4 À nos actionnaires

6 Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation

- **6** *Résultats d'exploitation*
- **20** *Liquidités et sources de financement*
- **23** *Gestion des risques*
- **23** *Responsabilité à titre de société*

26 États financiers consolidés et notes

43 Renseignements supplémentaires

45 Information financière et données sur les actions par trimestre

46 Sommaire des résultats financiers et d'exploitation des cinq derniers exercices

48 Équipe de leadership de la haute direction et Conseil d'administration

Troisième de couverture Renseignements à l'intention des investisseurs et Glossaire

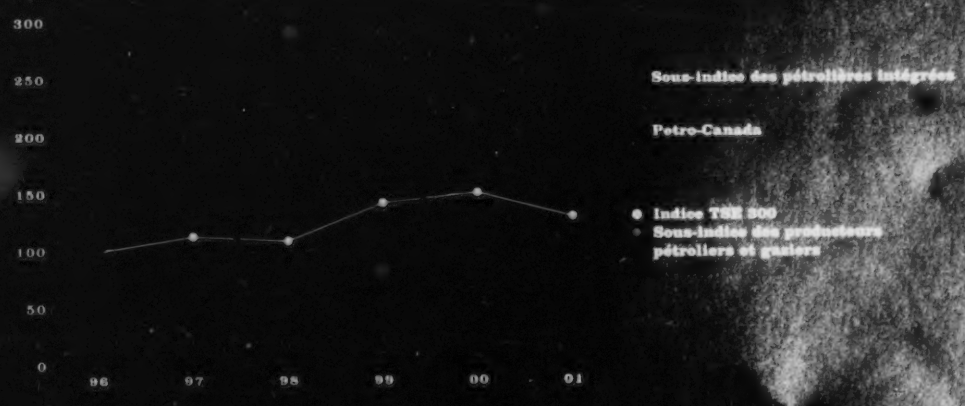
PHOTO EN PAGE COUVERTURE :
L'installation de production, de stockage et de déchargement flottante (IPSDF) naviguant vers son emplacement à 350 kilomètres à l'est de Terre-Neuve.

Grâce à sa stratégie focalisée, à sa capacité financière et à son exécution disciplinée, Petro-Canada a obtenu de très bons résultats en 2001. Nos secteurs d'activité principaux sont positionnés de façon à procurer une croissance rentable dans les années à venir, à mesure que d'importants projets de mise en valeur tels que Terra Nova *(photo en page couverture)* seront mis en service.

Notre positionnement en vue d'un avenir de calibre international s'est amélioré au début de 2002 grâce à un accord portant sur l'acquisition des activités d'amont de Veba Oil & Gas GmbH, ce qui établit le Secteur international comme notre cinquième secteur d'activité principal.

Nos projets pétroliers extracôtiers, nos projets de mise en valeur dans le secteur des sables pétrolifères, nos forces dans les secteurs du gaz naturel, du raffinage, de la commercialisation et des lubrifiants, ainsi que notre expansion internationale démontrent concrètement aux investisseurs notre démarche vers la croissance à long terme.

Les actions de Petro-Canada se sont appréciées de 103 % de la fin de 1996 à la fin de 2001, traduisant l'objectif de la Société de créer de la valeur pour les actionnaires.



(31 décembre 1996 = 100)
Variations du cours de clôture annuel des actions de Petro-Canada par rapport à l'indice composé de la Bourse de Toronto (TSE 300), et au sous-indice des pétrolières intégrées et au sous-indice des producteurs pétroliers et gaziers de la Bourse de Toronto.

COUP D'ŒIL SUR LES ACTIVITÉS PRINCIPALES

La stratégie de Petro-Canada est focalisée sur cinq secteurs d'activité principaux :

SECTEUR EXTRACÔTIER DE LA CÔTE EST

Hibernia

Description des activités

- Exploration, mise en valeur, production et commercialisation reliées au pétrole extracôtier de Terre-Neuve
- Participation de 20 % dans le champ pétrolifère producteur Hibernia
- Exploitant du champ pétrolifère Terra Nova avec une participation de 34 %
- Participation dans d'autres découvertes et zones d'exploration importantes

Stratégies

- Accroître la base de production de pétrole léger au large de Terre-Neuve, en tirant parti de l'expérience acquise dans le cadre de la mise en valeur des champs pétrolifères Hibernia et Terra Nova
- Mener des travaux d'exploration dans des zones à potentiel élevé

Réalisations en 2001

- Solide rendement d'exploitation à Hibernia, ayant porté la quote-part de la production revenant à Petro-Canada au niveau record de 29 700 barils par jour
- Forage réussi de sept nouveaux puits à Hibernia, dont deux dans la formation Avalon
- Mise en service de l'installation de production, de stockage et de déchargement flottante (IPSDF) Terra Nova et expédition d'une première cargaison de pétrole à la fin de janvier 2002
- Confirmation de réserves de pétrole dans le bloc Far East à Terra Nova, jusque-là non foré
- Obtention de l'approbation des organismes de réglementation pour le projet White Rose
- Acquisition de nouveaux périmètres d'exploration pour la sixième année consécutive

Plans pour 2002

- Maintenir la solide performance à Hibernia grâce à une production soutenue atteignant 32 000 barils nets par jour revenant à Petro-Canada d'ici la fin de 2002
- Atteindre à Terra Nova d'ici la fin de l'année une production soutenue de 42 500 barils nets par jour revenant à Petro-Canada
- Évaluer le potentiel économique du bloc Far East en forant un deuxième puits, peut-être dès la fin de 2002 ou en 2003
- Mobiliser un appareil pour le forage d'un premier puits dans la Flemish Pass vers la fin de 2002 ou en 2003
- Parvenir à une décision avec le copropriétaire quant à l'amorce de la mise en valeur du champ pétrolifère White Rose

SABLES PÉTROLIFÈRES

Construction à MacKay River

Description des activités

- Participation directe de 12 % dans les activités d'extraction de sables pétrolifères de Syncrude
- Participation directe de 100 % dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères *in situ* de MacKay River
- Participations dans plus de 300 000 acres nettes de concessions de sables pétrolifères *in situ* prometteuses
- Évaluation de la conversion de la charge d'alimentation à la raffinerie d'Edmonton afin d'intégrer la production *in situ* au raffinage

Stratégies

- Porter la quote-part de la production de Syncrude à plus de 40 000 barils par jour d'ici 2005 et participer aux autres projets d'agrandissement
- Mettre en valeur progressivement des concessions de sables pétrolifères de façon à tirer parti de notre apprentissage et à réagir à l'évolution de la conjoncture
- Poursuivre la mise en valeur *in situ* des sables pétrolifères et l'intégration avec notre raffinerie d'Edmonton

Réalisations en 2001

- Quote-part de la production de Syncrude ayant rapporté en moyenne 26 800 barils par jour à Petro-Canada
- Début de la troisième phase de l'agrandissement de Syncrude
- Poursuite des activités de mise en valeur et de construction pour le projet de 30 000 barils par jour à MacKay River
- Début de la construction par une tierce partie d'un pipeline qui acheminera la production de MacKay River vers les marchés
- Conclusion d'une entente relative à la construction par une tierce partie d'une centrale de cogénération de 165 mégawatts à MacKay River
- Dépôt devant les organismes de réglementation d'une demande portant sur un projet *in situ* de 80 000 barils par jour à Meadow Creek
- Dépôt devant les organismes de réglementation d'une demande portant sur la conversion de la charge d'alimentation à la raffinerie d'Edmonton

Plans pour 2002

- Participer à la phase 3 de l'agrandissement de Syncrude (agrandissement de l'usine de valorisation et deuxième train à la mine Aurora)
- Achever les installations de production et le pipeline à MacKay River, et entreprendre l'injection de vapeur dans le gisement au troisième trimestre et la production de bitume d'ici la fin de l'année
- Poursuivre les travaux préparatoires à Meadow Creek
- Achever la conception et entreprendre les travaux d'ingénierie relatifs à la conversion de la charge d'alimentation

GAZ NATUREL NORD-AMÉRICAIN

Exploration dans les avant-monts

Description des activités

- Exploration, production et commercialisation reliées au gaz naturel et aux liquides associés
- Un des plus importants producteurs dans l'Ouest du Canada
- Exploration dans les avant-monts de l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique et le delta du Mackenzie, ainsi qu'au large de la Nouvelle-Écosse

Stratégies

- Maximiser la rentabilité dans l'Ouest du Canada grâce à des activités d'exploration et de mise en valeur concentrées dans nos zones principales — les avant-monts de l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique ainsi que le centre-ouest et le sud-est de l'Alberta
- Mener des travaux d'exploration dans des zones à potentiel élevé, notamment dans le delta du Mackenzie et au large de la Nouvelle-Écosse

Réalisations en 2001

- Production de gaz moyenne de 714 millions de pieds cubes par jour malgré la cession de propriétés secondaires
- Production moyenne de liquides de gaz naturel de 11 100 barils par jour
- Ajout de 269 milliards de pieds cubes de réserves prouvées grâce au forage et, par conséquent, remplacement de 103 % de la production de 2001
- Frais de découverte et de mise en valeur de 1,52 $ le millier de pieds cubes équivalent gaz
- Succès continu des activités d'exploration et de mise en valeur dans les avant-monts de l'Alberta
- Forage d'un premier puits, démarrage d'un deuxième puits et achèvement de programmes de sismique exhaustifs dans le delta du Mackenzie
- Acquisition de périmètres d'exploration en Alaska présentant des caractéristiques géologiques similaires à celles des avant-monts de l'Alberta
- Acquisition de nouveaux périmètres d'exploration dans la plate-forme Scotian

Plans pour 2002

- Poursuivre activement les programmes de forage dans les avant-monts de l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique ainsi que le centre-ouest et le sud-est de l'Alberta
- Mettre à l'essai le puits Kurk, forer trois puits additionnels et procéder à des tirs sismiques bidimensionnels et tridimensionnels dans le delta du Mackenzie
- Réserver un appareil en vue du forage d'un puits dans la plate-forme Scotian en 2002 ou en 2003

SECTEUR D'AVAL

La Petro-Station des gens d'ici

Description des activités

- Transformation du pétrole brut en produits raffinés dont l'essence, le carburant diesel, les lubrifiants et le bitume
- Exploitant de trois raffineries canadiennes représentant 18 % de la capacité de raffinage du Canada
- Commercialisation de produits pétroliers raffinés et de services par l'entremise d'un réseau national d'établissements de ventes au détail et de ventes en gros
- Deuxième distributeur de produits pétroliers raffinés au Canada avec une part du marché de 17 %
- Fabrication et commercialisation de lubrifiants spéciaux de grande qualité

Stratégie

- Générer des rendements et une croissance supérieurs en visant des résultats du premier quartile sur le plan du raffinage, en exploitant nos forces dans les marchés à créneaux, en étant la marque d'essence de choix des consommateurs canadiens et en augmentant les ventes de lubrifiants spéciaux à marge élevée

Réalisations en 2001

- Conversion à la nouvelle image de 63 établissements de ventes au détail appartenant à la Société
- Obtention d'un débit de 3,8 millions de litres par établissement de ventes au détail
- Augmentation de 15 % des ventes de produits et de services non pétroliers
- Malgré le ralentissement économique, ventes de bitume de 1,5 milliard de litres
- En dépit de la durée accrue des révisions dans les raffineries, obtention d'un taux d'utilisation des raffineries de 96 %
- Augmentation de 15 % des ventes de lubrifiants à marge élevée grâce à des percées sur le marché des nouvelles applications automobiles à valeur élevée

Plans pour 2002

- Réduire l'écart qui nous sépare d'une performance du premier quartile dans le segment du raffinage et améliorer la fiabilité et l'utilisation des raffineries
- Poursuivre les modifications nécessaires dans les raffineries pour répondre à la future réglementation environnementale en matière de carburants
- Continuer d'accélérer la mise en œuvre d'établissements de ventes au détail conformes à la nouvelle image et accroître les ventes de produits et de services non pétroliers
- Accroître davantage les ventes de lubrifiants sur les marchés à marge plus élevée

SECTEUR INTERNATIONAL

Opérations en Algérie

Description des activités

- En janvier 2002, entente convenue par Petro-Canada relativement à l'acquisition des activités d'amont de Veba Oil & Gas GmbH, société d'exploration et de production ayant son siège social en Europe, ce qui établit solidement le Secteur international comme notre cinquième secteur d'activité principal et constitue une assise pour la croissance à long terme
- Participations de Veba dans les secteurs de la production et de l'exploration concentrées dans trois régions, soit la mer du Nord, l'Afrique du Nord et le nord de l'Amérique latine
- Petro-Canada déjà présente en Afrique du Nord, plus précisément en Libye, en Algérie et en Tunisie

Stratégie

- Assurer une croissance importante et soutenue grâce à l'acquisition d'éléments d'actif assez considérables, concentrés dans des régions géographiques déterminées et s'harmonisant bien aux forces et aux compétences de Petro-Canada

Réalisations en 2001

- Acquisition de la participation de la société suédoise Lundin AB dans le bloc En Naga en Libye
- Dans le cadre du projet En Naga en Libye, complétion de trois des cinq puits initiaux et progrès de la construction des installations de traitement et du pipeline selon le calendrier
- Production moyenne en Algérie (avant les redevances et le partage du bénéfice en pétrole) de 2 300 barils par jour en 2001 Démarrage d'un puits d'exploration en janvier 2002
- Achèvement d'un programme de sismique bidimensionnelle en Tunisie

Plans pour 2002

- Réaliser l'acquisition de Veba par étapes au cours de 2002
- En ce qui concerne le projet En Naga en Libye, obtenir une production brute initiale de 14 000 barils par jour (avant le partage de la production avec la Société nationale du pétrole) d'ici le milieu de 2002
- Exploiter activement les occasions de mise en valeur à moyen terme et de croissance à plus long terme au sein du portefeuille d'éléments d'actif de Veba

À NOS ACTIONNAIRES

Petro-Canada a dégagé un bénéfice net record de 904 millions $ en 2001, sous l'impulsion de la conjoncture économique exceptionnellement favorable en début d'exercice et de nos mesures pour accroître la rentabilité grâce à une focalisation stratégique et à une exécution disciplinée. Parallèlement, nous avons poursuivi notre démarche volontaire visant une croissance soutenue.

Au début de 2001, nous avons achevé notre programme visant à céder des éléments d'actif secondaires et d'autres actifs qui n'ajoutaient pas à notre valeur. Nous avons fait de solides progrès dans notre quête de l'atteinte d'un rendement du premier quartile, en améliorant la fiabilité et la gestion des coûts. Grâce à la diligence de nos employés dans une conjoncture favorable, nous avons obtenu des rendements supérieurs au coût du capital dans chacun de nos secteurs d'activité principaux et positionné chacun de ces secteurs pour qu'il crée de la valeur à long terme pour les actionnaires.

Notre secteur du Gaz naturel nord-américain a continué d'obtenir des résultats concurrentiels sur le plan des frais de découverte et de mise en valeur et a enregistré une production quotidienne de 714 millions de pieds cubes, en baisse de seulement trois pour cent par rapport à 2000 en dépit de la vente d'une production secondaire et à coût plus élevé. Les ajouts de réserves ont plus que remplacé la production. Nous avons poursuivi notre programme d'exploration axé sur la découverte d'importantes nouvelles réserves de gaz dans le delta du Mackenzie et au large de la Nouvelle-Écosse et nous avons acquis de nouvelles propriétés foncières en Alaska.

Le Secteur extracôtier de la côte Est a tiré une production accrue du champ pétrolifère Hibernia et a achevé en janvier 2002 la construction et la mise en service du champ pétrolifère Terra Nova, exploité par Petro-Canada. Au taux de production maximal, Terra Nova devrait procurer plus de 40 000 barils par jour à Petro-Canada. Nous prévoyons prendre une décision au sujet du prochain projet de mise en valeur, White Rose, d'ici le milieu de 2002 et nous planifions des activités d'exploration dans plusieurs blocs situés en eaux plus profondes au large de Terre-Neuve.

Notre secteur des Sables pétrolifères devrait connaître une forte croissance grâce à une stratégie intégrée axée sur la production de bitume et sa transformation en produits finis. Étant donné l'agrandissement de Syncrude et les projets d'extraction *in situ* du bitume que nous exploitons, la production devrait augmenter considérablement au cours des années à venir. Notre première installation *in situ*, d'une capacité de 30 000 barils par jour, est en cours d'achèvement à MacKay River et une production initiale devrait être obtenue à la fin de 2002. Nous avons déposé une demande relative à un projet de 80 000 barils par jour à Meadow Creek (60 000 barils nets par jour revenant à Petro-Canada) et à la conversion de notre raffinerie d'Edmonton en vue d'y traiter du bitume. L'intégration de nos activités de mise en valeur du bitume à nos activités de raffinage à Edmonton assurera la création de valeur, de la tête de puits jusqu'au distributeur d'essence.

Le Secteur d'aval a dégagé un bénéfice record grâce à une amélioration considérable des marges, à des ventes au détail soutenues, à une croissance des ventes de produits et de services non pétroliers et à une hausse des ventes de lubrifiants sur les marchés à marge plus élevée. Nous nous sommes concentrés sur la fiabilité et les coûts des raffineries, nous avons réalisé un revirement de la rentabilité du segment des Lubrifiants et nous avons poursuivi la conversion de nos établissements de ventes au détail à la nouvelle image. Le segment de la Commercialisation a accru ses ventes et son bénéfice en dépit du ralentissement économique. Une grève à plusieurs établissements en 2001 a retardé certaines de nos initiatives sur le plan des coûts, mais la convention collective ratifiée établit une base solide pour l'atteinte d'une structure de coûts du premier quartile. Notre personnel non syndiqué a déployé des efforts extraordinaires pour exploiter nos installations de façon sûre et efficace durant les conflits de travail.

Notre objectif demeure de créer de la valeur pour les actionnaires. Un programme de dépenses en immobilisations dynamique en 2001 a permis l'affectation de près de 1,7 milliard $ à nos secteurs d'activité principaux et à nos occasions de croissance déjà déterminées, principalement au Canada. D'autre part, les prix élevés des marchandises générant des flux de trésorerie considérables et nos actions étant sous-évaluées, nous avons racheté environ 3,5 % de nos actions en circulation par l'entremise d'un programme de rachat sur le marché, ce qui ajoute ainsi à la valeur pour les actionnaires ayant conservé leur placement.

Grâce à de solides assises dans nos quatre secteurs d'activité principaux, nous avons commencé au début de l'an dernier à envisager des occasions de croissance à plus long terme pour la Société. Petro-Canada est bien positionnée dans presque chaque zone de production et d'exploration au Canada et possède un portefeuille impressionnant de projets à réaliser au cours des années à venir. Cependant, la croissance au-delà de ces possibilités dépend beaucoup du succès de l'exploration au large de la côte Est et du moment où il sera possible de mettre en service la production gazière du delta du Mackenzie. Pour permettre un avenir plus certain, l'Équipe de leadership de la haute direction a élaboré une stratégie visant à établir le Secteur international comme notre cinquième secteur d'activité principal et notre assise pour la croissance à long terme.

Notre stratégie de base consistait à développer ce secteur progressivement, nous concentrant sur certaines régions géographiques en commençant par l'Afrique du

102-04090/

« Petro-Canada poursuit sa démarche volontaire vers la croissance et crée continuellement de la valeur pour les actionnaires. Nous sommes focalisés sur des secteurs d'activité précis dans des régions où nous pouvons exercer une concurrence efficace à l'échelle internationale, et nous avons la capacité et la discipline pour répondre aux attentes des actionnaires. »

Ron Brenneman, *chef de la direction*

Nord, où nous étions déjà présents, puis à croître grâce à l'acquisition d'éléments d'actif et à l'exploration concentrique. Nous savions également qu'une acquisition beaucoup plus importante pourrait probablement accélérer l'ensemble ou une partie de notre stratégie tout en offrant des chances de succès beaucoup plus grandes. Un certain nombre de possibilités ont été évaluées.

Lorsque les éléments d'actif d'amont de Veba Oil & Gas ont été offerts sur le marché, nous avons vu la possibilité d'acquérir une entité en pleine activité, bénéficiant d'éléments d'actif de qualité concentrés dans trois régions géographiques clés et s'appuyant sur une grande expérience d'exploitation de même que sur des relations bien établies avec les pays hôtes.

L'acquisition répond à notre objectif d'établir une assise solide pour la croissance à long terme et crée immédiatement une valeur considérable pour les actionnaires. Elle augmentera la production totale et les réserves prouvées de notre Secteur d'amont de plus de 75 % et de plus de 70 % respectivement, sous réserve de l'exercice des droits de premier refus que détiennent certaines parties. La transaction ne comporte pas de nouvelle émission d'actions et contribuera donc à l'augmentation du bénéfice et des flux de trésorerie par action. Le portefeuille d'éléments d'actif représente un potentiel considérable pour le développement d'une production à moyen terme, à faibles risques et nécessitant peu de capitaux, ainsi que d'une production à plus long terme s'appuyant sur l'exploration et sur des projets initiaux dans de nouvelles zones prometteuses.

Nous prévoyons que la transaction sera réalisée en grande partie au printemps 2002 et les autres éléments plus tard au cours de l'exercice. Norm McIntyre, vétéran parmi nos dirigeants, a été nommé président en janvier 2002 et se chargera de l'intégration et de la direction de notre Secteur international.

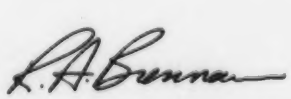
Bien que notre percée à l'échelle internationale soit une étape importante, nous maintenons totalement notre engagement à l'égard de nos quatre secteurs d'activité principaux actuels. Le budget de dépenses en immobilisations de 1,8 milliard $ affecté aux activités courantes en 2002, en excluant les fonds nécessaires pour les éléments d'actif acquis de Veba, témoigne de façon évidente de notre confiance en leur potentiel. Le Canada restera au cœur de nos activités, même si nous diversifions nos possibilités à l'échelle internationale. Dans le même ordre d'idées, nous maintiendrons notre engagement à l'égard de la responsabilité environnementale, de l'intégrité, de l'investissement dans la collectivité et du bien-être des employés.

Petro-Canada poursuit sa démarche volontaire vers la croissance et crée continuellement de la valeur pour les actionnaires. Nous sommes focalisés sur des secteurs d'activité précis, dans des régions où nous pouvons exercer une concurrence efficace à l'échelle internationale, et nous avons la capacité et la discipline pour répondre aux attentes des actionnaires.

En terminant, au nom de l'Équipe de leadership de la haute direction, j'aimerais rendre hommage aux employés de Petro-Canada. Leurs efforts au cours de cet exercice rempli de défis — y compris le maintien des activités durant les conflits de travail dans le Secteur d'aval, le dynamisme manifesté en vue du démarrage de Terra Nova et le travail ayant mené à l'acquisition de Veba — ont été essentiels au maintien de la croissance et du progrès au sein de notre entreprise.

À la suite de l'accord visant l'acquisition des activités de Veba, nous avons élargi notre Équipe de leadership de la haute direction de façon à inclure les leaders des cinq secteurs d'activité ainsi que le chef des finances, créant ainsi une équipe de leadership forte et expérimentée, qui dirigera Petro-Canada dans cet avenir passionnant — et d'envergure croissante.

Le chef de la direction,



Ron Brenneman

ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

L'analyse par la direction devrait être lue parallèlement aux états financiers et aux notes y afférentes inclus dans ce rapport. Les graphiques qui accompagnent le texte définissent nos « générateurs de valeur », paramètres clés de mesure du rendement de chacun de nos secteurs d'activité.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Sommaire des résultats financiers

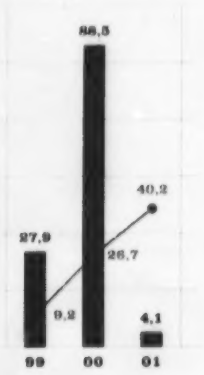
Résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	2001	2000	1999
Bénéfice d'exploitation[1]	**874**	860	236
Frais de restructuration	**—**	(38)	—
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	**30**	71	(3)
Bénéfice net	**904**	893	233
Bénéfice par action[2] (en dollars) — de base	**3,41**	3,28	0,86
— dilué	**3,38**	3,25	0,85
Flux de trésorerie[3]	**1 688**	1 870	964
Flux de trésorerie par action (en dollars)	**6,37**	6,87	3,55
Capital utilisé moyen	**6 255**	5 884	5 630
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	**15,7**	16,6	5,6
Rendement d'exploitation du capital utilisé[1] (en pourcentage)	**15,2**	16,0	5,6
Rendement des capitaux propres (en pourcentage)	**18,7**	21,0	5,8
Dette	**1 401**	1 774	1 711
Encaisse et placements à court terme	**781**	1 415	206

1 Avant les frais de restructuration en 2000.
2 Avec effet le 1er janvier 2001, la Société a adopté les recommandations comptables de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives au bénéfice par action.
3 Avant les variations des éléments hors caisse du fonds de roulement.

VALEUR DU PLACEMENT DES ACTIONNAIRES

La valeur du placement des actionnaires a augmenté de 4,1 % grâce à l'appréciation sur le marché et aux dividendes.



■ Rendement sur un an *(en pourcentage)*
● Rendement moyen sur trois ans *(en pourcentage)*

La valeur du placement des actionnaires mesure la variation du cours des actions de Petro-Canada majorée des dividendes.

Cette analyse par la direction contient des énoncés prospectifs, y compris, sans s'y limiter, des références aux dépenses en immobilisations et aux autres dépenses futures (y compris le montant, la nature et les sources du financement de celles-ci), aux niveaux de la production de pétrole et de gaz et aux sources de la croissance de celle-ci, aux taux des impôts, des taxes et des redevances, aux prix du pétrole et du gaz, au taux de change du dollar canadien, aux taux d'intérêt, aux marges de raffinage et de commercialisation, à la demande de produits pétroliers raffinés, à la construction et à l'agrandissement prévus d'installations, aux débits des établissements de ventes au détail, aux frais préalables à la production et aux frais d'exploitation, aux réserves prouvées, à la capacité d'exportation de gaz naturel, aux résultats des activités d'exploration et de mise en valeur, à l'acquisition et à la cession de propriétés pétrolières et gazières, et aux dates d'ici lesquelles certaines zones seront mises en valeur ou en production. Ces énoncés prospectifs sont soumis à des risques et à des incertitudes ainsi qu'à d'autres facteurs connus et inconnus qui pourraient faire en sorte que les résultats, réalisations et niveaux d'activité réels diffèrent de façon importante de ceux qui sont exprimés ou suggérés par de tels énoncés. Ces facteurs comprennent, sans s'y limiter : les conditions générales de l'économie, des marchés et des affaires; la capacité de l'industrie; les mesures concurrentielles prises par d'autres sociétés; les fluctuations des prix du pétrole et du gaz; les marges de raffinage et de commercialisation; la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés; les résultats des activités de forage d'exploration et de développement et des activités connexes; la fluctuation des taux de change et des taux d'intérêt; la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements; les mesures prises par les autorités gouvernementales, y compris les hausses d'impôts et de taxes; les modifications apportées aux règlements environnementaux ou autres; les risques inhérents aux activités pétrolières et gazières; et d'autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Petro-Canada.

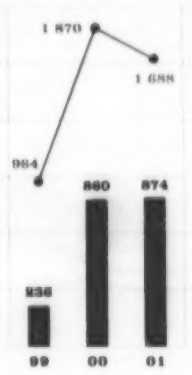
Comparaison entre 2001 et 2000

Porté par le solide rendement financier obtenu par toutes les unités commerciales, le bénéfice net a atteint un niveau record en 2001. Les volumes accrus provenant des propriétés productrices principales, les prix plus élevés du gaz naturel, les marges de raffinage très favorables durant une bonne partie de l'année et les impôts sur le bénéfice réduits ont été les principaux facteurs ayant contribué aux solides résultats financiers. La baisse du rendement du capital utilisé, jusqu'à 15,7 % par rapport à 16,6 %, traduit les investissements croissants de Petro-Canada dans des projets de grande envergure tels que Terra Nova, qui ne contribuent pas encore au bénéfice. Le recul des flux de trésorerie par rapport au niveau exceptionnellement élevé de 1 870 millions $ atteint en 2000 tient surtout à une augmentation de 165 millions $ de la tranche exigible des impôts sur le bénéfice.

Le bénéfice d'exploitation s'est chiffré à 874 millions $ en 2001, en hausse par rapport à 860 millions $ en 2000 avant des frais de restructuration de 38 millions $, le bénéfice accru du Secteur d'aval et les charges nettes réduites des Services partagés ayant plus que compensé le bénéfice plus faible dans le Secteur d'amont. Des améliorations marquées dans les segments des Lubrifiants et de la Commercialisation, combinées à des marges de raffinage favorables et à des écarts de prix importants entre les pétroles bruts léger et lourd, sont les principaux facteurs ayant contribué à la hausse du bénéfice du Secteur d'aval. Petro-Canada retire des avantages importants des écarts de prix léger-lourd puisqu'elle est capable d'utiliser une proportion relativement élevée de brut lourd comme charge d'alimentation dans ses raffineries. Le repli dans le Secteur d'amont traduit la vente d'éléments d'actif producteurs non stratégiques au cours des deux dernières années, les charges d'exploration accrues et les prix moindres du pétrole, éléments qui ont été compensés en partie par les prix accrus du gaz naturel et une réduction des impôts sur le bénéfice.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION ET FLUX DE TRÉSORERIE

Un nouveau record a été établi pour ce qui est du bénéfice d'exploitation



■ Bénéfice d'exploitation *(en millions $)*

● Flux de trésorerie *(en millions $)*

– Le bénéfice de 2000 ne tient pas compte des frais de restructuration

Information financière trimestrielle

(Voir le sommaire des résultats financiers trimestriels de 2000 et de 2001 à la page 45 du Rapport annuel 2001.)

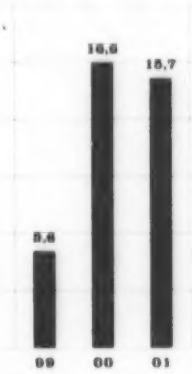
Au quatrième trimestre de 2001, le bénéfice d'exploitation a été de 71 millions $, en baisse par rapport à 287 millions $ avant les frais de restructuration au cours de la même période en 2000. Le bénéfice net s'est chiffré à 71 millions $, comparativement à 386 millions $ au cours de la même période il y a un an, lorsque Petro-Canada avait réalisé un gain de 104 millions $ après impôts à la vente d'éléments d'actif. Les flux de trésorerie ont été de 307 millions $, comparativement à 684 millions $.

Le bénéfice d'exploitation du Secteur d'amont au quatrième trimestre de 2001 s'est chiffré à 52 millions $, en baisse par rapport à 244 millions $ au quatrième trimestre de 2000, surtout en raison des prix moindres du gaz naturel et du pétrole. Le bénéfice d'exploitation du Secteur d'aval a été de 48 millions $, en baisse par rapport à 66 millions $, surtout à cause des marges de raffinage moins favorables.

En raison du dépôt d'une proposition de faillite par Enron Corporation au quatrième trimestre de 2001, les conventions d'achat et de vente de gaz naturel entre Petro-Canada et le groupe de sociétés d'Enron ont été résiliées. Petro-Canada a constitué une provision unique pour créances non recouvrées, ce qui a eu une incidence défavorable d'environ 15 millions $ après impôts sur le bénéfice net du trimestre. Petro-Canada ne prévoit aucune autre incidence négative reliée à Enron.

RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ

Le solide bénéfice a influé favorablement sur le rendement du capital utilisé



■ Rendement du capital utilisé *(en pourcentage)*

Conjoncture économique

Les résultats financiers du Secteur d'amont de Petro-Canada sont largement influencés par les prix du pétrole brut et du gaz naturel, le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain et la demande de gaz naturel. Les résultats financiers du Secteur d'aval sont influencés principalement par le niveau et la volatilité des prix du pétrole brut, les marges de raffinage dans l'industrie, la fluctuation des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, la demande de produits pétroliers raffinés et l'intensité de la concurrence sur le marché.

Conjoncture économique en 2001

Les prix du pétrole et du gaz ont baissé par rapport à leurs niveaux exceptionnellement élevés du début de 2001 pour terminer l'année près de leurs moyennes historiques à long terme. Ces baisses, surtout en ce qui a trait au pétrole brut, s'expliquent surtout par un ralentissement de l'activité économique mondiale devenu de plus en plus évident en cours d'année. Pour ce qui est du gaz naturel, une demande faible et une disponibilité de livraison accrue partout en Amérique du Nord, en raison de l'intensification du forage, ont mené à une accumulation substantielle de gaz de travail (gaz stocké utilisable) et causé une baisse marquée des prix du gaz naturel durant la deuxième partie de l'année. Les attaques terroristes aux États-Unis le 11 septembre ont intensifié le ralentissement économique et la faiblesse des marchés tant du pétrole que du gaz.

À la New York Mercantile Exchange (NYMEX), le prix du pétrole brut de référence West Texas Intermediate (WTI) a été en moyenne de 25,90 $ US le baril en 2001, en baisse de 14 % par rapport au prix de 30,20 $ US le baril l'année précédente. À la fin de 2001, le prix du WTI se situait à 19,84 $ US le baril, comparativement à 26,80 $ US le baril à la fin de 2000. L'incidence de la baisse des prix internationaux du pétrole sur les prix canadiens du brut a été annulée en partie par la faiblesse continue du dollar canadien par rapport à la devise américaine. Le taux de change du dollar canadien s'est établi en moyenne à 64,6 cents US en 2001, ce qui représente une diminution de 4 % par rapport à 67,4 cents US l'année précédente. Après avoir atteint un plancher sans précédent de 62,4 cents US le 9 novembre 2001, le taux a fluctué sans dépasser la barre des 64,0 cents US avant de terminer l'année à 62,8 cents US. Les prix affichés de Petro-Canada pour le pétrole brut de référence Edmonton Light ont été en moyenne de 39,58 $ le baril au cours de 2001, en baisse de 5,17 $ le baril, ou de près de 12 %, par rapport à la moyenne des prix affichés en 2000.

Le prix NYMEX moyen du gaz naturel au centre Henry en Louisiane a atteint un sommet de 9,82 $ US le million de BTU le 9 janvier 2001, a ensuite fléchi pour atteindre un prix plancher de 1,83 $ US le 26 septembre et a terminé l'année à 2,57 $ US le million de BTU. Le prix moyen au centre Henry a augmenté de 12 % pour atteindre 4,38 $ US le million de BTU en 2001, comparativement à 3,91 $ US en 2000. L'écart de prix centre Henry — AECO-C a été en moyenne de 0,27 $ US le million de BTU en 2001, comparativement à 0,54 $ US le million de BTU en 2000. Le prix moyen du gaz au centre AECO-C en Alberta est passé à 6,57 $ le millier de pieds cubes, en hausse de 26 % par rapport à 5,24 $ en 2000. À la fin de l'année 2001, le prix au centre AECO-C se situait à 3,90 $ le millier de pieds cubes.

Au cours de la première moitié de 2001, notre Secteur d'aval a évolué dans une conjoncture économique caractérisée par des marges de raffinage élevées et des écarts de prix léger-lourd importants. Durant la dernière partie de l'année, à mesure que le ralentissement de l'activité économique s'est accentué, la demande de produits pétroliers s'est affaiblie, les marges de raffinage se sont repliées et, en même temps que les prix du pétrole, les écarts de prix du pétrole brut ont diminué. La marge de craquage 3-2-1 au port de New York, indicateur de référence de la marge dont disposent les raffineurs, a été en moyenne de 4,44 $ US le baril en 2001, en baisse de 20 % par rapport à 5,53 $ US le baril en 2000. L'écart de prix entre les pétroles bruts de référence North Sea Brent (léger) et Mexican Maya (lourd) a été en moyenne de 7,31 $ US le baril comparativement à 5,40 $ US le baril en 2000. D'après les prix affichés de Petro-Canada, l'écart moyen entre les prix des pétroles bruts Edmonton Light (léger) et Bow River (lourd) a augmenté pour atteindre 14,97 $ le baril, ce qui représente une hausse de 38 % par rapport à 10,88 $ le baril en 2000. L'écart de prix entre le WTI et le North Sea Brent, moins coûteux, se répercute sur les marges des raffineries de Petro-Canada à Montréal et à Oakville et a été en moyenne de 1,44 $ US le baril en 2001, comparativement à 1,81 $ US le baril l'année précédente.

Les ventes de produits pétroliers raffinés canadiens ont diminué de 0,8 % en 2001, alors qu'elles avaient augmenté de 1,5 % en 2000. La diminution en 2001 traduit les effets de plus en plus prononcés du ralentissement économique durant la dernière partie de l'année.

Perspectives relatives à la conjoncture économique en 2002

L'offre et la demande, les conditions météorologiques, les événements politiques et le niveau des stocks dans l'industrie sont les principaux facteurs qui influent sur les prix des marchandises énergétiques. Étant donné les incertitudes politiques et économiques actuelles à l'échelle internationale, Petro-Canada s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz demeurent volatils et incertains tout au long de 2002. En attendant la reprise de la demande mondiale et à moins d'une interruption majeure de l'approvisionnement, on prévoit que les prix du pétrole brut continueront d'être soumis à des pressions à la baisse. Les prix pourront être soutenus en 2002 dans la mesure où l'OPEP sera capable de maintenir la discipline chez ses membres pour ce qui est de la production et où les pays non-membres de l'OPEP s'engageront à réduire la production et respecteront cet engagement.

On s'attend à ce que les prix du gaz naturel à l'échelle de toute l'Amérique du Nord demeurent déprimés en 2002, puisque l'industrie termine la saison de chauffage 2001-2002 avec des stocks de gaz naturel très importants, à la suite d'un des hivers les plus doux jamais observés. Le niveau élevé de gaz de travail réduira la nécessité d'injecter du gaz pour reconstituer les stocks d'ici l'hiver prochain, ce qui affaiblira le soutien dont les prix du gaz naturel bénéficient généralement au cours du printemps et de l'été. Le seul facteur susceptible de soutenir les prix du gaz cette année a trait à la perspective beaucoup moins favorable sur le plan de la croissance de la production, en raison d'un ralentissement marqué de l'activité de forage et de la compression des budgets d'exploration et de mise en valeur en réponse aux prix déprimés que l'on constate depuis le milieu de 2001.

Compte tenu du ralentissement actuel de l'activité économique partout en Amérique du Nord, on prévoit une croissance minime, voire nulle, des ventes canadiennes de produits raffinés en 2002, tandis que les marges de raffinage devraient se rapprocher de leur moyenne à long terme.

Sensibilité aux facteurs économiques

Le tableau ci-dessous illustre l'incidence estimative après impôts que la variation de certains facteurs aurait eue sur le bénéfice net de Petro-Canada en 2001. Nous basons ces calculs sur la conjoncture économique et les volumes de production et de vente de 2001.

Sensibilité du bénéfice net à différents facteurs économiques

Facteur	Moyenne de 2001	Variation (+/-)	Variation (+/-) approximative du bénéfice net[1] (en millions de dollars canadiens)
Secteur d'amont			
Prix du pétrole brut de référence WTI	25,90 $ US/baril	1,00 $ US/baril	24
Prix obtenu pour le gaz naturel	6,00 $/millier pi³	0,10 $/millier pi³	12
Production de pétrole brut et de liquides	77 400 barils/jour	1 000 barils/jour	2
Production de gaz naturel disponible pour la vente	714 millions pi³/jour	10 millions pi³/jour	3
Secteur d'aval			
Marge de craquage 3-2-1 au port de New-York[2]	4,44 $ US/baril	0,10 $ US/baril	5
Écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd[3]	14,97 $/baril	1,00 $/baril	11
Société			
Taux de change du dollar canadien ($ US par $ CA)[4]	0,646 $ US	0,01 $ US	(6)

1 L'incidence de la variation d'un facteur peut être amplifiée ou amoindrie par les variations d'autres facteurs. Ce tableau ne tient pas compte des effets de l'interdépendance des facteurs. L'application de ces facteurs ne mène pas nécessairement à une prévision exacte des résultats d'exploitation futurs. Nous pouvons prendre à l'occasion certaines mesures de gestion des risques susceptibles d'avoir des effets sur ces facteurs.

2 La marge de craquage 3-2-1 au port de New York est utilisée surtout sur les marchés de l'est du Canada.

3 Écart entre les prix des pétroles bruts de référence Edmonton Light (léger) et Bow River (lourd).

4 Un redressement du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur le bénéfice de Petro-Canada.

Secteur d'amont

Résultats financiers du Secteur d'amont

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	**2001**	2000	1999
Bénéfice d'exploitation	**663**	704	243
Gain à la vente d'éléments d'actif	**29**	72	6
Bénéfice net	**692**	776	249
Flux de trésorerie	**1 152**	1 538	885
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage)	**20,9**	22,4	7,1
Capital utilisé moyen	**3 179**	3 146	3 416

Comparaison entre 2001 et 2000

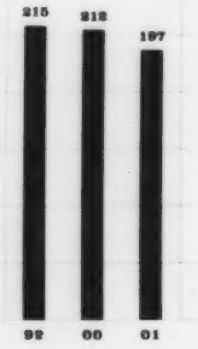
Le bénéfice d'exploitation du Secteur d'amont a été inférieur au bénéfice record réalisé en 2000, la vente d'éléments d'actif producteurs non stratégiques et les prix moins élevés obtenus pour le pétrole ayant plus qu'annulé les gains de production à Hibernia et à Syncrude et le raffermissement des prix du gaz naturel. Une diminution de 119 millions $ des impôts sur le bénéfice a été contrebalancée en partie par une augmentation de 74 millions $ des charges d'exploration. La diminution des impôts sur le bénéfice est partiellement attribuable à des réductions des taux applicables aux impôts futurs. La hausse marquée de la tranche exigible des impôts sur le bénéfice est due aux variations des reports nets sur 12 mois associés principalement au bénéfice de la société en nom collectif Pétrole et gaz Petro-Canada. Les charges d'exploration accrues s'expliquent par l'élargissement du programme dans l'Ouest du Canada, ainsi que par des radiations de 39 millions $ reliées aux activités en Algérie et l'affectation d'une somme de 28 millions $ à l'évaluation d'occasions de mise en valeur dans le secteur des Sables pétrolifères. L'augmentation des impôts sur le bénéfice exigibles a contribué de façon importante à la diminution de 25 % des flux de trésorerie du Secteur d'amont.

La production totale en 2001 s'est élevée en moyenne à 196 500 barils équivalent pétrole (BEP) par jour, dont 77 400 barils de pétrole et de liquides et 714 millions pi³ de gaz naturel (convertis selon un taux de 6 000 pi³ de gaz pour un baril équivalent pétrole). La production a été inférieure de 7 % aux 212 200 BEP par jour enregistrés en 2000, surtout en raison de la vente de propriétés secondaires. Le prix moyen obtenu par Petro-Canada pour sa production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel a été de 37,30 $ le baril en 2001, en baisse par rapport à 41,45 $ un an auparavant. Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel a été de 6,00 $ le millier de pieds cubes, en hausse par rapport à 4,75 $ en 2000.

Les réserves prouvées totales ont grimpé de 2 % pour atteindre 821 millions de BEP, les découvertes et les extensions dans l'Ouest du Canada, la comptabilisation initiale de réserves à MacKay River, l'achat de la propriété En Naga en Libye et les ajouts associés au forage à Terra Nova ayant plus que compensé la production et la vente de propriétés secondaires. Petro-Canada retient chaque année les services de consultants indépendants en études de gisements pour s'assurer que ses estimations des réserves d'hydrocarbures sont appropriées. Au cours de 2001, la firme Sproule Associates a mené une vérification technique ayant porté sur les lignes directrices, les processus, le personnel, les méthodes d'évaluation ainsi que les procédures d'approbation et d'établissement de rapports en matière de comptabilisation des réserves et a déterminé que ces éléments sont conformes ou supérieurs aux normes de l'industrie. De plus, Arthur Andersen s.r.l., en sa qualité de vérificateur contractuel, a testé les processus de contrôle de gestion non techniques utilisés pour établir les réserves.

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ

La production a légèrement diminué en 2001 en raison de la vente d'éléments d'actif.



■ Production du Secteur d'amont *(en milliers de barils équivalent pétrole par jour)*

– Les données de 1999 ont été retraitées de façon à tenir compte d'une modification du ratio de conversion pétrole-gaz, qui est passé de 10:1 à 6:1.

Revue et perspectives du Secteur d'amont

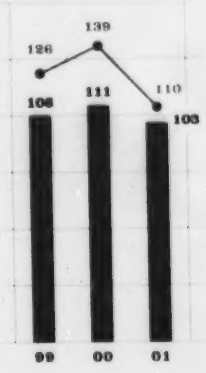
Survol

Les activités d'amont de Petro-Canada sont focalisées dans quatre principaux secteurs : le Secteur extracôtier de la côte Est, les Sables pétrolifères, le Gaz naturel nord-américain et le Secteur international. La mise en valeur des importantes découvertes de pétrole au large de Terre-Neuve, l'exploitation du potentiel considérable des sables pétrolifères du nord de l'Alberta et l'expansion à l'échelle internationale sont les fers de lance parmi les projets de croissance de la Société. Les zones d'intérêt pour le pétrole brut sont complétées par un portefeuille croissant de possibilités d'exploration pour le gaz naturel. À l'échelle internationale, Petro-Canada s'est positionnée pour la croissance à long terme en convenant d'acquérir les activités pétrolières et gazières d'amont de Veba Oil & Gas GmbH en janvier 2002.

Le principal risque pour les producteurs de pétrole et de gaz est lié à la capacité de découvrir et d'exploiter des réserves en obtenant un taux de rendement acceptable. Pour atténuer ce risque, Petro-Canada maintient un portefeuille équilibré d'occasions d'exploration et de mise en valeur, surtout dans les zones prouvées ou à potentiel élevé. Pour optimiser les découvertes dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, parvenu à maturité, nous appliquons une stratégie d'exploration concentrique dans les zones de découverte antérieures ou autour de celles-ci. Afin de réduire davantage les risques liés à l'exploration, nous employons et développons, à l'interne, une expertise technique poussée et une technologie de pointe. Dans le but de bénéficier d'avantages stratégiques et concurrentiels, Petro-Canada a conclu diverses alliances avec des fournisseurs de biens et de services industriels de calibre international, qui nous procurent notamment accès privilégié, fiabilité, technologie de pointe, grande qualité et prix concurrentiels. Ces avantages atténuent la variabilité des coûts reliés à l'exploration et à la mise en valeur à mesure que les conditions évoluent dans l'industrie.

REMPLACEMENT DES RÉSERVES

Nous avons de nouveau remplacé plus que la totalité de la production par de nouvelles réserves.



■ Gaz naturel
(en pourcentage)

● Total - pétrole et gaz classiques
(en pourcentage)

- Ne tient pas compte des acquisitions ni des cessions.
- Ne tient pas compte de Syncrude ni de MacKay River.
- Les données de 1999 ont été retraitées de façon à tenir compte d'une modification du ratio de conversion pétrole-gaz, qui est passé de 10:1 à 6:1.

Secteur extracôtier de la côte Est

Au large de la côte Est du Canada, Petro-Canada est un intervenant majeur au sein de l'industrie avec une participation dans chaque découverte de pétrole et chaque zone d'exploration pétrolière importantes. En janvier 2002, nous avons considérablement élargi notre base de production de pétrole brut dans les Grands Bancs en ajoutant à notre participation de 20 % dans Hibernia une nouvelle production tirée de notre participation de 34 % dans le projet Terra Nova récemment achevé, dont nous sommes l'exploitant. Nous prévoyons que notre production dans les Grands Bancs s'accroîtra rapidement à court terme avec l'atteinte de la production maximale tant à Terra Nova qu'à Hibernia.

La production a commencé le 20 janvier 2002 à Terra Nova et une première cargaison de pétrole a été chargée dans un pétrolier le 31 janvier 2002.

Terra Nova est le deuxième champ pétrolifère important à être mis en production dans les Grands Bancs, mais, à de nombreux égards, il s'agit d'un projet de « premières » en raison des nombreuses solutions technologiques d'avant-garde que son développement a nécessitées, notamment :

- la première installation de production, de stockage et de déchargement flottante (IPSDF) dans les Grands Bancs;
- la première IPSDF conçue pour résister à l'impact d'un iceberg de 100 000 tonnes;
- le premier système de tourelle et de tubes prolongateurs à désaccouplement rapide entièrement automatique sur une IPSDF; et
- la première expérience d'utilisation d'entonnoirs ouverts pour protéger l'équipement sous-marin contre l'affouillement par les icebergs.

Le programme de travaux en 2001 a porté notamment sur des rectifications à l'IPSDF, sur le raccordement en mer aux tubes prolongateurs sous-marins et aux ombilicaux et sur la mise en service à la fois des installations sous-marines et des installations en surface. Les activités reliées au champ ont inclus le forage et la complétion de cinq puits — trois producteurs de pétrole et deux injecteurs d'eau — et l'installation de conduites d'écoulement pour relier les puits à l'IPSDF. Les essais de puits ont confirmé les attentes en ce qui a trait à la productivité, à la qualité et à la structure du gisement. Au démarrage, cinq puits producteurs de pétrole,

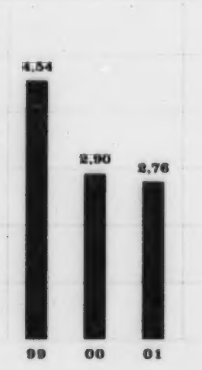
deux injecteurs d'eau et un injecteur de gaz étaient prêts à être mis en service. Les plans de forage en 2002 portent sur six puits de développement — deux producteurs, trois injecteurs d'eau et un injecteur de gaz.

Les puits ayant été forés d'avance, nous prévoyons une progression rapide de la production jusqu'à un niveau de pointe soutenu de 125 000 barils par jour (dont 42 500 b/j nets revenant à Petro-Canada) d'ici la fin de 2002. Notre quote-part de la production en 2002 devrait atteindre en moyenne quelque 27 000 b/j. Les réserves des blocs Graben et East Flank mis en valeur initialement devraient avoir une durée de vie productive de 12 à 14 ans.

Vers la fin de 2001, Petro-Canada a foré avec succès un puits de délimitation dans le bloc faillé Far East adjacent. Le puits, baptisé Terra Nova C-69 1, a traversé sur environ 80 mètres la roche-réservoir de la formation Jeanne d'Arc, confirmant la présence d'hydrocarbures. Le débit du puits n'a pas été mesuré, mais selon les données tirées des rapports de forage et de l'échantillonnage effectué dans le puits, le grès du bloc Far East est comparable à celui de la roche-réservoir des portions mises en valeur du champ Terra Nova.

FRAIS D'EXPLOITATION ET FRAIS INDIRECTS D'HIBERNIA

Les frais d'exploitation et les frais indirects par baril ont continué de diminuer.



■ Frais d'exploitation et frais indirects unitaires
(en $ par baril)

À Hibernia, un solide rendement d'exploitation en 2001 a permis d'obtenir une production record, dont une quote-part moyenne revenant à Petro-Canada de 29 700 b/j, en hausse par rapport à 28 900 b/j l'année précédente, grâce au forage réussi de deux nouveaux injecteurs de gaz qui ont atténué les contraintes antérieures touchant la réinjection de gaz. En 2002, la production à Hibernia devrait atteindre en moyenne 150 000 b/j (30 000 b/j nets revenant à Petro-Canada), compte tenu de l'incidence d'un important arrêt de maintenance planifié pour la fin de l'année. Les plans prévoient l'atteinte d'un niveau soutenu de 160 000 b/j (32 000 b/j nets revenant à Petro-Canada) d'ici la fin de 2002.

À la fin de 2001, onze puits producteurs de pétrole, cinq injecteurs d'eau et cinq injecteurs de gaz étaient en service dans la formation Hibernia. De plus, trois puits pouvant fournir une production et un injecteur d'eau étaient en service dans la formation Avalon. Le forage d'un autre puits producteur de pétrole et d'un autre injecteur d'eau se poursuivait. Les frais d'exploitation et les frais indirects unitaires d'Hibernia ont diminué, passant à 2,76 $ par baril en 2001 par rapport à 2,90 $ par baril en 2000.

Notre stratégie de croissance sur la côte Est vise l'élargissement de la base de production de pétrole brut de Petro-Canada grâce à des extensions des champs Hibernia et Terra Nova et à de nouveaux projets autonomes. Petro-Canada a une participation dans les deux importantes découvertes de pétrole non mises en valeur restantes dans les Grands Bancs — White Rose (27,5 %) et Hebron/Ben Nevis (23,9 %). Pour la croissance à plus long terme, Petro-Canada détient des participations d'exploration totalisant 4,8 millions d'acres brutes (1,6 million d'acres nettes) au large de Terre-Neuve.

Vers la fin de 2001, l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a approuvé la demande de mise en valeur présentée par Petro-Canada et l'exploitant du projet, Husky Oil Operations Ltd., pour le champ White Rose, sous réserve de certaines conditions. Petro-Canada et Husky prévoient prendre une décision quant à la poursuite du projet au deuxième trimestre de 2002. La conception technique préliminaire se poursuit et différentes options de financement sont en cours d'évaluation pour l'obtention d'un navire IPSDF. Les travaux visant la mise en valeur éventuelle des champs Hebron/Ben Nevis ont été retardés en attendant que des améliorations technologiques permettent de réduire les coûts de mise en valeur.

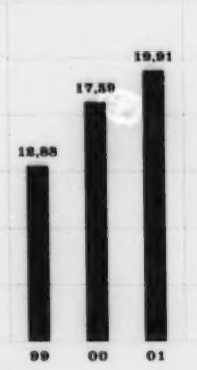
Nous intensifions la recherche de nouvelles découvertes de pétrole brut dans les eaux plus profondes du talus continental. Les données sismiques tridimensionnelles exhaustives recueillies au cours des trois dernières années portent sur 4 600 kilomètres carrés dans la Flemish Pass et 1 200 kilomètres carrés dans le bassin Salar. Dans la Flemish Pass, nous avons défini des zones d'intérêt qui seront forées lorsqu'un appareil de forage en eau profonde deviendra disponible. En décembre 2001, nous avons accru notre position dans la Flemish Pass en faisant l'acquisition d'une participation de 33,4 % dans une parcelle de 544 000 acres adjacente à la zone visée par nos licences d'exploration existantes. L'interprétation des données sismiques tridimensionnelles recueillies dans le bassin Salar est en cours.

Sables pétrolifères

Petro-Canada est un important participant à la mise en valeur des vastes ressources en sables pétrolifères de l'Alberta. Notre participation de 12 % dans Syncrude, la plus grande entreprise d'extraction de sables pétrolifères au monde, est un élément d'actif principal dont les réserves ont une durée de vie bien supérieure à 35 ans. Petro-Canada est également un chef de file pour ce qui est du développement de la production commerciale de bitume *in situ* faisant appel à la technologie de drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV). L'agrandissement continu de Syncrude et la mise en valeur par étapes de nos occasions *in situ* se traduiront par un accroissement important de la production de Petro-Canada au cours des années à venir. La possibilité de relier notre production de bitume croissante aux installations de traitement à notre raffinerie d'Edmonton représente une occasion d'améliorer les rendements financiers.

FRAIS D'EXPLOITATION ET FRAIS INDIRECTS DE SYNCRUDE

Les frais d'exploitation et les frais indirects ont augmenté en raison de problèmes opérationnels et d'une augmentation du coût des combustibles.



■ Frais d'exploitation et frais indirects unitaires *(en $ par baril)*

Syncrude a continué de contribuer grandement au bénéfice en 2001. La solide performance financière traduit une augmentation de 10 % de la production et les prix élevés obtenus pour le pétrole durant une bonne partie de l'année. La quote-part de la production de Syncrude revenant à Petro-Canada en 2001 a été en moyenne de 26 800 b/j, en hausse par rapport à 24 300 b/j en 2000. Le gain de production aurait été plus grand sans les problèmes initiaux de traitement et de fiabilité à la nouvelle mine Aurora, un arrêt prolongé de l'unité d'hydrocraquage et d'autres préoccupations reliées à la fiabilité. Syncrude a pris d'importantes mesures pour corriger ces problèmes en 2001 et, avec l'amélioration prévue du rendement en 2002, notre quote-part de la production de Syncrude devrait passer à 28 300 b/j en moyenne. Les frais d'exploitation et les frais indirects unitaires en 2001 ont augmenté pour atteindre 19,91 $ par baril, comparativement à 17,59 $ par baril en 2000, en raison de l'augmentation des coûts d'extraction et des coûts plus élevés des combustibles. Étant donné la perspective d'une fiabilité accrue de l'usine et de prix plus bas pour le gaz naturel, nous prévoyons enregistrer des frais unitaires plus acceptables en 2002.

Au cours de 2001, les travaux de la phase 3 du projet d'agrandissement de Syncrude ont débuté, ce qui comprend un agrandissement de l'usine de valorisation et l'ajout d'un deuxième train de production à la mine Aurora. On s'attend à ce que cette phase augmente la capacité de production de plus de 100 000 b/j pour la porter au total à 370 000 b/j (44 000 b/j nets revenant à Petro-Canada) d'ici 2005.

Petro-Canada voit un important potentiel de croissance rentable dans ses concessions de sables pétrolifères propices à une mise en valeur *in situ*, qui couvrent plus de 300 000 acres nettes. La mise en valeur progressive de ces ressources nous permettra de mettre à profit l'expérience acquise à chaque étape dans le cadre de projets ultérieurs et d'évaluer les conditions changeantes du marché chaque fois qu'un jalon important sera atteint. Le bitume peut être récupéré *in situ* là où les sables pétrolifères sont trop profonds pour être extraits économiquement à partir de la surface. Petro-Canada applique la technologie de drainage par gravité au moyen de vapeur, qui fait appel à des puits horizontaux jumelés; le puits supérieur sert à injecter de la vapeur dans le gisement pour mobiliser le bitume, qui s'écoule dans le puits de production inférieur. Cette technologie permet de récupérer de façon économique environ 60 % du pétrole en place. Petro-Canada est un chef de file du développement du DGMV, ayant pris part à des essais de cette technologie dans des usines pilotes.

Vers la fin de 2000, nous avons entrepris la construction de notre première installation de production de bitume d'envergure commerciale sur notre propriété de MacKay River (propriété exclusive de Petro-Canada). À la fin de 2001, la mise en valeur du gisement allait bon train et les 25 paires initiales de puits horizontaux avaient été forées et complétées. La construction des installations était achevée à plus de 60 % et le projet continue à se dérouler conformément au calendrier et au budget. Enbridge Pipelines (Athabasca) Inc. construit actuellement un pipeline isolé pour transporter le bitume des installations de production jusqu'au terminal du pipeline Athabasca, d'où il sera acheminé vers le marché. Le pipeline est maintenant sous terre et la construction de la station de pompage est achevée aux deux tiers. Nous prévoyons entreprendre l'injection de vapeur dans le réservoir au troisième trimestre de 2002, au moyen d'un système de génération de vapeur alimenté au gaz, et démarrer la production d'ici la fin de l'année. La production cible de 30 000 b/j devrait être atteinte d'ici le milieu de 2003 et se maintenir durant 25 ans. Les risques techniques d'exploitation associés au rendement du gisement et aux taux de récupération prévus à MacKay River sont atténués par la qualité et la portée dans le temps des données provenant d'un projet pilote de DGMV mené à une installation d'essai adjacente. Ces facteurs, combinés aux résultats d'une

évaluation exhaustive des données de carottage et de sismique, rehaussent aussi notre niveau de confiance à l'égard des réserves estimatives à MacKay River. Les dépenses en immobilisations préalables à la production prévues au budget du projet sont de 290 millions $.

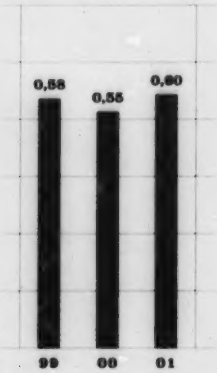
TransCanada Energy Limited a accepté de construire une installation de cogénération de 165 mégawatts qui approvisionnera l'installation de MacKay River en électricité et en vapeur additionnelle. La centrale électrique, qui devrait être opérationnelle d'ici 2004, appartiendra à TransCanada mais sera exploitée dans le cadre du projet de mise en valeur de MacKay River. Cette installation procurera à Petro-Canada un approvisionnement sûr et à long terme en électricité et en vapeur à faibles coûts, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre de l'Alberta et en fournissant de l'électricité au réseau de distribution albertain. Suncor Energy Marketing Inc. s'est engagée à fournir à long terme jusqu'à 30 000 b/j de brut synthétique qui sera mélangé à la production de MacKay River afin d'en permettre l'expédition vers les marchés nord-américains au moyen des pipelines existants.

Le prochain projet de mise en valeur *in situ* de Petro-Canada est prévu à Meadow Creek, à 45 kilomètres au sud de Fort McMurray. Des données sismiques exhaustives et des forages de délimitation sur la propriété (qui appartient à 75 % à Petro-Canada) ont confirmé une capacité de production de bitume importante. Vers la fin de 2001, Petro-Canada a déposé une demande commerciale pour la construction d'une installation de production de 80 000 b/j (60 000 b/j nets revenant à Petro-Canada) à Meadow Creek. À la suite de consultations publiques et de l'obtention des approbations réglementaires, nous prendrons la décision de poursuivre ou non le projet en fonction des évaluations économiques et de notre expérience à MacKay River. La construction pourrait débuter d'ici la fin de 2004 et la production initiale, en 2007. Selon des estimations préliminaires, le coût brut de la mise en valeur de Meadow Creek serait de l'ordre de 700 millions $ à 800 millions $.

À plus long terme, nous pourrions relier la production croissante de bitume aux installations de traitement à notre raffinerie d'Edmonton, afin de créer une entreprise de production et de raffinage de bitume entièrement intégrée bénéficiant d'un approvisionnement sûr et pouvant créer de la valeur à chaque étape, de la tête de puits au produit fini. L'intégration procurerait une protection considérable contre les fluctuations des prix du pétrole brut lourd et éliminerait le risque d'une offre excédentaire de bitume. Comme première étape, Petro-Canada a déposé une demande en vue d'entreprendre un programme de conversion selon lequel la raffinerie d'Edmonton substituerait du bitume à son alimentation actuelle constituée de pétrole brut léger, tout en fabriquant des produits raffinés à faible teneur en soufre. La première phase viserait la conversion d'une capacité suffisante pour permettre la valorisation et le raffinage d'environ 85 000 b/j de bitume. Les installations prévues à cette phase entreraient vraisemblablement en service d'ici 2007. Une deuxième phase éventuelle ajouterait une capacité de bitume de 85 000 b/j. Les décisions d'aller de l'avant seront prises uniquement à la suite de consultations publiques, de l'obtention des approbations réglementaires et d'une évaluation économique plus poussée. Le coût préliminaire estimatif pour l'ensemble du programme de conversion de la raffinerie est de l'ordre de 4 milliards $ à 5 milliards $ et les dépenses en immobilisations seraient réparties sur la prochaine décennie.

FRAIS D'EXPLOITATION ET FRAIS INDIRECTS DE L'OUEST DU CANADA

Les frais unitaires ont augmenté légèrement en raison des coûts accrus dans l'industrie.



■ Frais d'exploitation et frais indirects unitaires *(en $ par millier de pieds cubes équivalent gaz)*

– Comprend le gaz, le pétrole classique et les liquides de l'Ouest du Canada.

Gaz naturel nord-américain

Petro-Canada est l'un des producteurs de gaz naturel les plus importants et les plus rentables dans l'Ouest du Canada. Pour assurer la croissance à long terme des réserves et de la production, nous avons établi des positions d'exploration stratégiques dans la région du delta du Mackenzie des Territoires du Nord-Ouest, dans la plate-forme Scotian, de même qu'en Alaska. Celles-ci nous procureront d'importantes occasions de tirer parti de notre expérience en tant que l'un des principaux producteurs de gaz à faibles coûts du Canada.

Ouest du Canada

Dans l'Ouest du Canada, la production de gaz naturel a dépassé les attentes, se chiffrant à 714 millions pi³/j en moyenne. Cette solide performance est principalement attribuable à la réussite continue des activités d'exploration et de mise en valeur dans les avant-monts de l'Alberta et a été réalisée en dépit de la vente, en 2000 et en 2001, de propriétés secondaires produisant environ 65 millions pi³/j au moment de leur vente. La production de gaz naturel en 2000 s'est élevée en moyenne à 738 millions pi³/j. En 2002, nous prévoyons que les volumes moyens dépasseront de nouveau les 700 millions pi³/j.

Le prix moyen obtenu par Petro-Canada pour son gaz naturel a été de 6,00 $ le millier de pieds cubes en 2001, en hausse de 26 % par rapport à 4,75 $ le millier de pieds cubes l'année précédente. Les frais d'exploitation et les frais indirects sont passés à 0,60 $ par millier de pieds cubes équivalent gaz, comparativement à 0,55 $ en 2000, en raison des coûts accrus de l'électricité et de l'incidence d'un contexte commercial plus compétitif sur les biens et services de l'industrie.

La production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel classiques a été ramenée à 18 600 b/j en 2001, par rapport à 23 400 b/j en 2000, en raison des ventes de propriétés associées à l'abandon planifié par Petro-Canada de la production de pétrole classique dans l'Ouest du Canada et de l'épuisement normal des gisements. En 2002, nous prévoyons que notre production de pétrole et de liquides de gaz naturel classiques dans l'Ouest du Canada s'élèvera en moyenne à plus de 16 000 b/j.

Au cours de 2001, Petro-Canada a accru d'environ 100 millions $ les dépenses qu'elle prévoit consacrer aux activités pétrolières et gazières classiques dans l'Ouest du Canada, portant celles-ci à 475 millions $, en réponse à de nouvelles occasions qu'elle a déterminées pour l'exploration et la mise en valeur, de même qu'aux pressions inflationnistes dans l'industrie en général engendrées par le contexte commercial de plus en plus compétitif. Environ la moitié de l'enveloppe de 475 millions $ a été affectée aux avant-monts de l'Alberta, surtout pour financer de nouvelles occasions de forage. Les gains de production importants témoignent de la réussite du programme. Dans la région de Wildcat Hills seulement, la production de décembre 2001 s'est chiffrée en moyenne à 164 millions pi³/j, en hausse de 18 % par rapport aux 139 millions pi³/j enregistrés en décembre de l'année précédente.

Dans la région de Medicine Hat, dans le sud-est de l'Alberta, le programme annuel de forage de puits de gaz peu profonds a permis une fois de plus d'ajouter une production de gaz naturel à un coût très concurrentiel. Dans le cadre du programme élargi, 263 puits bruts fructueux ont été forés.

Dans le nord-est de la Colombie-Britannique, des forages réussis à Jedney et à Clarke Lake, un agrandissement d'usine à Parkland et une nouvelle installation de collecte de gaz naturel à North Boundary ont eu comme effet combiné d'accroître la production de gaz dans la région tout en ajoutant 78 milliards pi³ de gaz aux réserves.

Petro-Canada a foré 367 puits fructueux dans l'Ouest du Canada en 2001, obtenant un taux de réussite de 93 %. Le programme a ajouté 269 milliards pi³ de gaz naturel aux réserves prouvées, ce qui nous a permis de remplacer 103 % de notre production de 2001. Cependant, en raison de la vente nette de propriétés productrices, les réserves de gaz prouvées totales dans l'Ouest du Canada ont diminué, passant de 2 331 milliards pi³ à 2 228 milliards pi³. Nos frais de découverte et de mise en valeur moyens sur trois ans pour le gaz naturel sont demeurés hautement concurrentiels, à 1,19 $ le millier de pieds cubes équivalent gaz.

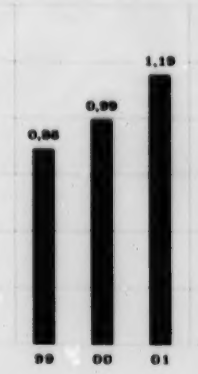
En 2002, notre budget de dépenses en immobilisations prévoit une somme de 425 millions $ pour l'exploration et la mise en valeur dans l'Ouest du Canada, ce qui devrait nous permettre de remplacer la production par de nouvelles réserves. Les plans comprennent le forage d'environ 45 puits d'exploration et de mise en valeur dans les avant-monts de l'Alberta et de 25 puits dans le nord-est de la Colombie-Britannique, de même que d'autres activités de forage dans le centre-ouest et le sud-est de l'Alberta.

Delta du Mackenzie

Au cours des deux dernières années, Petro-Canada a joué un rôle de premier plan dans la relance de l'exploration dans la région du delta du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest. Avec des participations dans six blocs couvrant approximativement un million d'acres brutes (0,6 million d'acres nettes), Petro-Canada est l'un des plus importants détenteurs de concessions dans le delta du Mackenzie. Nos plans pour l'exploration, menés conjointement avec Devon Energy Corporation, comprennent des activités de forage multipuits et pluriannuelles. Au début de 2001, nous avons foré dans le bloc Kurk le premier puits d'exploration dans le delta du Mackenzie depuis plus d'une décennie. Les essais du puits sont en cours. Le programme de l'hiver 2001-2002 comprend une campagne de sismique d'envergure, l'évaluation des données recueillies et le forage de trois puits qui atteindront chacun une profondeur d'environ 3 000 mètres.

FRAIS DE DÉCOUVERTE ET DE MISE EN VALEUR DU GAZ NATUREL

Les frais de découverte et de mise en valeur sont demeurés concurrentiels malgré une hausse des coûts des services et des approvisionnements.



■ Gaz naturel
(en $ par millier de pieds cubes équivalent gaz)

– Moyenne mobile sur trois ans pour les réserves prouvées

– Ne tient pas compte des acquisitions ni des cessions

Dans le delta du Mackenzie, les six billions de pieds cubes de gaz naturel découverts jusqu'ici pourraient justifier l'infrastructure nécessaire à l'acheminement de la production vers les marchés situés au sud. Des réserves minimales substantielles ont déjà été découvertes en Alaska. Des groupes de l'industrie développent et évaluent actuellement des propositions concurrentielles pour les pipelines qui desserviraient la région; un pipeline ne sera toutefois probablement pas en place avant la fin de la présente décennie, au plus tôt.

Région extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Dans la région gazéifère de la plate-forme Scotian, au large de la Nouvelle-Écosse, Petro-Canada a porté ses périmètres d'exploration à 1,5 million d'acres brutes (0,8 million d'acres nettes) en faisant l'acquisition d'une participation de 50 % dans une parcelle de 366 000 acres. Nous continuons d'évaluer la possibilité de forer notre premier puits dans la plate-forme Scotian en 2002 ou en 2003.

Alaska

Petro-Canada a une fois de plus étendu son effort d'exploration au-delà du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada en 2001 avec l'acquisition de périmètres d'exploration en Alaska. L'achat de la totalité des intérêts dans 323 000 acres de droits d'exploration dans la région des avant-monts au sud de Prudhoe Bay nous permet de prendre pied solidement dans cette région prometteuse. Le secteur présente des caractéristiques géologiques similaires à celles des avant-monts de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, où Petro-Canada connaît un succès considérable dans la découverte du gaz, et se trouve à proximité du tracé d'un pipeline de gaz naturel proposé vers les marchés situés au sud.

Secteur international

Après la clôture de l'exercice, Petro-Canada a convenu d'acquérir les activités pétrolières et gazières d'amont de Veba Oil & Gas GmbH, établissant le Secteur international comme nouveau secteur d'activité principal.

Le 29 janvier 2002, la Société a convenu d'acquérir les activités pétrolières et gazières d'amont de Veba Oil & Gas GmbH pour une somme au comptant de 3,2 milliards $, sous réserve des rajustements de clôture et des frais de transaction. Les participations de Veba reliées à la production et à l'exploration sont concentrées dans trois régions : la mer du Nord, l'Afrique du Nord et le nord de l'Amérique latine. Veba évalue ses réserves de pétrole et de gaz prouvées à la fin de l'exercice 2001 à 585 millions de BEP et sa production de 2002 à environ 174 000 BEP par jour. *(Ces volumes sont conformes à la méthodologie de présentation de Veba. À l'avenir, Petro-Canada prévoit présenter les réserves et la production acquises à la fois sur une base « avant redevances » et « après redevances », conformément aux pratiques d'établissement de rapports de Petro-Canada et à la réglementation canadienne et américaine en matière de valeurs mobilières.)* Les activités de Veba s'harmonisent bien d'un point de vue stratégique aux capacités et aux éléments d'actif actuels de Petro-Canada. Notre connaissance et notre expérience du secteur extracôtier canadien nous seront utiles en mer du Nord; nos activités actuelles en Afrique du Nord complètent bien les éléments d'actif de Veba en Libye; et notre expertise sur le plan de l'exploitation intégrée des sables pétrolifères cadre bien avec la participation de Veba dans le projet de mise en valeur intégrée du pétrole lourd de Cerro Negro, au Venezuela. La conclusion de cette transaction est assujettie à un certain nombre de considérations, notamment l'approbation par les gouvernements hôtes et les droits de premier refus rattachés à certains éléments d'actif en Norvège, en Égypte et au Venezuela.

Dans le cadre d'une initiative stratégique antérieure, en 2001, nous avons étendu notre présence en Afrique du Nord avec l'achat d'une participation dans le bloc En Naga, situé dans le bassin Sirte, en Libye, pour 121 millions $. Notre participation dans le bloc est régie par une entente de partage de l'exploration et de la production avec la Société nationale du pétrole de la Libye. La propriété contient deux champs pétrolifères de même que des périmètres d'exploration. La mise en valeur des champs En Naga est en cours. À la fin de 2001, trois des cinq puits de production prévus avaient été forés, les installations de production étaient en cours d'achèvement et on avait entrepris la construction d'un pipeline de 12 pouces qui acheminera la production des champs En Naga sur une distance de 96 kilomètres jusqu'à une canalisation principale. Une production brute initiale de 14 000 b/j (dont 7 000 b/j nets revenant à Petro-Canada) est prévue d'ici le milieu de 2002.

En Algérie, Petro-Canada participe à une entente de partage de la production avec SONATRACH, société pétrolière nationale, dans le bloc Tinrhert. Notre quote-part de 70 % de la production du champ pétrolifère Tamadanet, avant les redevances et le partage du bénéfice en pétrole, s'est chiffrée en moyenne à 2 300 b/j. Le recul par rapport à 3 700 b/j en 2000 est dû à l'épuisement normal. Un puits d'exploration démarré dans le bloc en janvier 2002 mettra fin à nos obligations de forage aux termes de la deuxième phase du contrat. Au cours de 2001, Petro-Canada a choisi de s'engager dans la dernière phase d'une durée de deux ans, qui comporte un engagement de forer deux puits additionnels d'ici 2004.

Dans le centre-sud de la Tunisie, nous possédons des droits d'exploration exclusifs dans le bloc Tataouine de 1,8 million d'acres. En vertu d'une entente avec la société pétrolière nationale tunisienne, ETAP, nous nous sommes engagés à forer deux puits d'ici 2005. Une campagne de sismique bidimensionnelle a été réalisée sur 1 000 kilomètres au début de 2001 et les données sont en cours d'évaluation.

Secteur d'aval

Résultats financiers du Secteur d'aval

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	**2001**	2000	1999
Bénéfice d'exploitation	**300**	273	115
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	**1**	(1)	(9)
Bénéfice net	**301**	272	106
Flux de trésorerie	**589**	434	163
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage)	**13,3**	13,0	5,7
Capital utilisé moyen	**2 251**	2 104	2 021

FRAIS D'EXPLOITATION, DE COMMERCIALISATION ET D'ADMINISTRATION DU SECTEUR D'AVAL

Les frais par litre ont augmenté en 2001 en raison de la durée accrue des arrêts de maintenance et de la baisse des volumes de ventes.

■ Frais d'exploitation, de commercialisation et d'administration unitaires *(en cents par litre)*

Comparaison entre 2001 et 2002

En 2001, grâce à une amélioration marquée du rendement de notre segment des Lubrifiants, à des marges de craquage favorables et à des écarts prononcés entre les prix du pétrole léger et du pétrole lourd, le bénéfice et le rendement du capital ont atteint des niveaux records dans le Secteur d'aval. La contribution du segment Raffinage et approvisionnement a progressé à un taux sans précédent durant les neuf premiers mois de 2001, puis a ralenti au quatrième trimestre en raison du fléchissement des volumes et des marges imputable au ralentissement économique. La rentabilité des raffineries ayant commencé à s'éroder durant la dernière partie de l'année, nous avons entrepris des arrêts de maintenance aux raffineries d'Edmonton et de Montréal. Au cours de l'exercice précédent, nous avions reporté les arrêts planifiés à Oakville et à Montréal afin de bénéficier de la conjoncture économique extrêmement favorable à ce moment-là. Le volume des ventes de produits raffinés a reculé quelque peu, se chiffrant à 54 500 m^3/j par rapport à 55 400 m^3/j en 2000, les ventes de produits en vrac des raffineries ayant été comprimées en raison d'arrêts de maintenance planifiés et non planifiés. L'apport du segment Ventes et commercialisation au bénéfice du Secteur d'aval a été beaucoup plus important en 2001 que durant l'exercice précédent, ce qui traduit les marges beaucoup plus favorables sur les produits. Les frais d'exploitation, de commercialisation et d'administration unitaires du Secteur d'aval ont augmenté, passant à 5,8 cents par litre par rapport à 5,3 cents par litre l'année précédente, étant donné les coûts accrus des arrêts de maintenance et les volumes de ventes moins importants.

Revue et perspectives du Secteur d'aval

La marque Petro-Canada jouit d'une notoriété exceptionnelle et la Société occupe une position de chef de file dans l'industrie d'aval au Canada. Nos trois raffineries, situées à Edmonton, à Oakville et à Montréal, ont une capacité nominale combinée de 49 800 m^3/j, soit environ 18 % de la capacité totale de raffinage du Canada. Nous commercialisons les produits de marque Petro-Canada par l'entremise de notre réseau national d'établissements de ventes au détail et de ventes en gros. De plus, notre usine de lubrifiants de calibre mondial à Mississauga fabrique des produits hydrotraités de la plus grande qualité, ainsi que des huiles blanches et des huiles à indice de viscosité élevé pouvant être produites à faibles coûts.

UTILISATION DES RAFFINERIES

Les arrêts de maintenance planifiés ont influé sur le taux d'utilisation des raffineries.

■ Utilisation de la capacité de traitement de brut
(en pourcentage)

Nous avons augmenté la capacité nominale de traitement de brut de nos raffineries en 2001 à la suite d'améliorations apportées aux procédés. Les données de 1999 sont fondées sur la capacité nominale avant l'augmentation.

Raffinage et approvisionnement

Le segment Raffinage et approvisionnement vise l'atteinte de résultats du premier quartile d'après les paramètres de référence Solomon. Notre stratégie met l'accent sur la croissance du bénéfice, grâce à l'amélioration des facteurs d'exploitation contrôlables et à la gestion disciplinée du capital.

Les conflits de travail ayant touché certaines raffineries et usines de Petro-Canada durant l'année ont été réglés et de nouvelles conventions collectives, en vigueur jusqu'au 1er février 2004, ont été ratifiées. Bien que les grèves aient passablement nui à notre programme d'initiatives en matière de coûts, la nouvelle convention procure une base solide pour l'atteinte d'une structure de coûts du premier quartile. À la suite du règlement des conflits de travail et de l'achèvement de la plus récente analyse comparative des raffineries, de nouvelles équipes chargées des initiatives d'avant-garde ont été mises en place en vue d'accélérer la planification pour 2002, qui vise avant tout à combler l'écart de rendement nous séparant de nos concurrents du premier quartile.

La durée accrue des arrêts de maintenance, deux pannes d'électricité à la raffinerie d'Edmonton et le ralentissement économique ont contribué à une utilisation réduite de la capacité des raffineries en 2001. L'utilisation de la capacité de raffinage de pétrole brut a été de 96 %, comparativement à 101 % en 2000.

Les raffineries d'Oakville et de Montréal possèdent une capacité de traitement de pétrole lourd considérable. En 2001, les ventes de bitume tiré de ces pétroles lourds ont totalisé 1,5 milliard de litres, établissant presque un record, malgré le ralentissement de l'activité économique. Les marges élevées attribuables aux écarts de prix considérables entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd ont contribué à accroître les avantages financiers.

En 2001, Petro-Canada a planifié des modifications à ses trois raffineries afin de respecter les exigences réglementaires visant à réduire la teneur en soufre de l'essence. Ces modifications permettront à Petro-Canada de ramener la teneur en soufre de l'essence à 150 parties par million (ppm) en moyenne pendant la période du 1er juillet 2002 au 31 décembre 2004, comme l'exige le gouvernement fédéral. Le choix de la technologie pour la réduction subséquente jusqu'à une moyenne de 30 ppm, exigée d'ici le 1er janvier 2005, a été arrêté pour nos raffineries d'Edmonton et de Montréal. Nous prévoyons que les nouvelles unités de désulfuration de ces raffineries seront en service bien avant l'expiration des délais fixés par le gouvernement. La sélection de la technologie visant à ramener la teneur en soufre à 30 ppm à la raffinerie d'Oakville est en cours et les modifications nécessaires devraient être opérationnelles d'ici la fin de 2004.

Ventes et commercialisation

Grâce à un programme accéléré, 44 % des 873 établissements de ventes au détail contrôlés par la Société avaient été convertis à la nouvelle image à la fin de 2001.

En 2001, Petro-Canada a continué de renforcer sa position de chef de file comme « La Petro-Station des gens d'ici ». Notre réseau de ventes au détail compte 1 566 établissements, dont 873 sont contrôlés par la Société. Le débit moyen par établissement de ventes au détail a été de 3,8 millions de litres en 2001, en hausse par rapport à 3,7 millions de litres en 2000, surtout en raison du succès de notre programme de réaménagement des établissements selon la nouvelle image. Les établissements de Petro-Canada conformes au nouveau concept enregistrent des débits annuels moyens de plus de sept millions de litres et jouissent d'un avantage concurrentiel marqué. Nous avons accéléré le programme en 2001 et converti 63 établissements additionnels à la nouvelle image et nous prévoyons en convertir 60 autres en 2002. Notre objectif est de réaménager tous les établissements contrôlés par la Société d'ici la fin de 2005, en nous concentrant à court terme sur les grands marchés urbains.

En 2001, les ventes de produits et de services non pétroliers de Petro-Canada ont augmenté de 15 %, en raison principalement de l'intégration de dépanneurs et de lave-autos à nos établissements, ce qui témoigne du succès de notre programme de réaménagement des établissements de ventes au détail. Notre stratégie de détail continuera de mettre l'accent sur la commodité accrue des produits et des services de Petro-Canada.

Dans l'environnement hautement compétitif de la commercialisation au détail, où la fidélité des clients est essentielle au succès, nos réalisations se reflètent dans l'augmentation du nombre de membres Petro-Points. À la fin de 2001, environ 5,5 millions de ménages canadiens (soit quatre ménages sur dix) participaient au programme Petro-Points, programme de fidélisation de la clientèle de Petro-Canada. En août 2001, nous avons lancé un programme d'échange de points avec Sears Canada en vue d'accroître l'attrait de notre programme de fidélisation pour les clients. Cette nouvelle entente, selon laquelle des points peuvent être combinés et échangés contre des récompenses Petro-Points ou Club Sears, permet à nos membres d'obtenir un plus large éventail de récompenses plus rapidement.

Dans le circuit des ventes en gros, nos ventes à l'industrie ont continué de viser le marché des transports routiers commerciaux. Le réseau de ventes en gros Petro-Pass de Petro-Canada, qui compte 205 établissements, est le plus vaste au pays. Les services comprennent l'accès jour et nuit, 365 jours par année, à des centres de ravitaillement dotés de distributeurs à haute vitesse qui assurent des pleins plus rapides, de même que la possibilité de se ravitailler partout en Amérique du Nord dans le cadre d'un partenariat avec un réseau de relais-routiers américains. Tout en maintenant notre position de premier de classe dans le circuit des ventes en gros, nous continuons d'améliorer et d'élargir notre gamme de produits et de services afin de répondre le mieux possible aux besoins de l'industrie du camionnage.

Lubrifiants

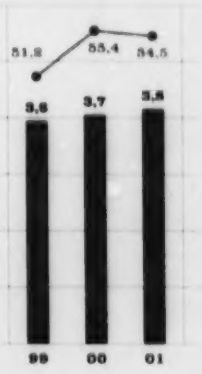
Le segment des Lubrifiants a contribué de façon importante au bénéfice de 2001, tout en continuant d'améliorer la composition du chiffre des ventes en faveur des produits haut de gamme.

L'usine de lubrifiants de Petro-Canada est le principal producteur d'huiles de base pour lubrifiants au Canada et un des premiers producteurs d'huiles blanches de qualité pharmaceutique et alimentaire dans le monde. Elle fabrique également des lubrifiants de première qualité destinés à des applications industrielles haut de gamme ainsi que des huiles moteurs de nouvelle génération. Selon les récentes tendances sur le marché des produits automobiles, la composante huile de base doit répondre à des exigences plus rigoureuses et doit notamment posséder de meilleures caractéristiques à hautes températures. Les huiles de base qui présentent ces caractéristiques se vendent plus cher que les huiles de base classiques. Petro-Canada est bien positionnée pour tirer profit de la demande accrue d'huiles de base de qualité supérieure.

Les marges accrues sur les huiles de base et le succès des mesures prises pour améliorer le volume des ventes à marge élevée ont permis au segment des Lubrifiants d'afficher un solide rendement financier en 2001. Les ventes totales de lubrifiants se sont chiffrées à 744 millions de litres, en baisse par rapport à 763 millions de litres en 2000, en raison de l'abandon sélectif de certaines activités à faible marge. Les volumes à marge élevée, y compris les ventes de nouvelles huiles moteurs et de nouveaux fluides pour automobiles ont progressé de 15 % et représentaient plus de 55 % des volumes totaux. Notre but est d'accroître davantage ces ventes à valeur ajoutée, jusqu'à ce qu'elles représentent au moins 75 % de la composition du chiffre des ventes. La réduction des coûts de même que l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la fiabilité de l'usine sont aussi des éléments faisant partie de nos plans pour la croissance et la rentabilité à long terme.

VENTES DE PRODUITS

Les ventes totales du Secteur d'aval ont diminué de 2 % en 2001, mais le débit par établissement de ventes au détail a continué d'augmenter



■ Débit par établissement de ventes au détail *(en millions de litres par année)*

● Ventes de produits pétroliers *(en milliers de mètres cubes par jour)*

Services partagés

Résultats financiers des Services partagés

(en millions de dollars)	**2001**	2000	1999
Charges nettes[1]	**(89)**	(117)	(122)
Flux de trésorerie[1]	**(53)**	(67)	(84)

1 Avant les frais de restructuration en 2000.

Comparaison entre 2001 et 2000

Les Services partagés sont structurés comme un centre de coûts qui englobe les intérêts débiteurs, les produits et les charges d'ordre général de la Société, ainsi que les revenus de placement. La diminution des charges nettes en 2001 traduit principalement une augmentation des revenus de placement, annulée en partie par des pertes de change plus importantes et des recouvrements d'impôts plus faibles.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions de dollars)	2001	2000	1999
Rentrées (sorties) nettes avant la variation du fonds de roulement :			
Flux de trésorerie	**1 688**	1 870	984
Activités d'investissement	**(1 564)**	(489)	(945)
Activités de financement	**(909)**	(214)	(89)
	(785)	1 167	(70)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement et autre	**151**	42	(155)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	**(634)**	1 209	(225)

Activités d'exploitation

La diminution de 10 %, soit à 1 688 millions $, des flux de trésorerie en 2001 s'explique principalement par une réduction d'environ 300 millions $ des reports nets d'impôts sur le bénéfice exigibles comparativement à l'exercice précédent. Dans le Secteur d'amont, les reports nets d'impôts en 2001, liés principalement au bénéfice de la société de personnes Pétrole et gaz Petro-Canada (PGPC), ont fait augmenter les impôts exigibles d'environ 100 millions $, comparativement à une baisse des impôts sur le bénéfice exigibles en raison des reports nets d'environ 350 millions $ l'année précédente. Dans le Secteur d'aval, la méthode de comptabilisation des stocks aux fins de l'impôt sur le bénéfice a entraîné une diminution de 98 millions $ des impôts exigibles en 2001, comparativement à une augmentation de 53 millions $ en 2000.

La diminution de 151 millions $ du fonds de roulement est due principalement à une baisse des débiteurs, contrebalancée en partie par une réduction des créditeurs et des charges à payer. Les niveaux moindres des débiteurs et des créditeurs traduisent la diminution des prix du pétrole brut et du gaz naturel au cours du dernier exercice. La baisse de l'encaisse et des placements à court terme s'explique surtout par le remboursement en 2001 d'une tranche de 471 millions $ (300 millions $ US) de la dette à long terme et le rachat d'actions ordinaires au coût total de 362 millions $.

Activités d'investissement

Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration

(en millions de dollars)	2001	2000	1999
Secteur d'amont[1]			
Exploration et mise en valeur reliées au pétrole et au gaz, Ouest du Canada	**467**	371	276
Hibernia et Terra Nova	**235**	282	283
Autres activités extracôtières sur la côte Est	**44**	75	42
Syncrude, MacKay River et autres sables pétrolifères	**304**	110	107
Delta du Mackenzie et Alaska	**72**	34	—
Secteur international	**32**	43	47
Acquisitions de propriétés	**121**	1	22
Autre	**9**	11	16
	1 284	927	793
Secteur d'aval			
Raffinage et approvisionnement	**206**	102	110
Commercialisation	**156**	143	90
Lubrifiants	**21**	19	20
	383	264	220
Services partagés	**14**	12	8
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration totales	**1 681**	1 203	1 021
Charges reportées et autres éléments d'actif	**10**	8	5
Total	**1 691**	1 211	1 026

1 Comprend des dépenses d'exploration portées aux résultats de 245 millions $ en 2001, de 171 millions $ en 2000 et de 78 millions $ en 1999.

Comparaison entre 2001 et 2000

La hausse de 39 % des dépenses en immobilisations corporelles et des dépenses d'exploration du Secteur d'amont reflète les éléments suivants : nouveaux investissements considérables dans les activités d'exploration et de mise en valeur reliées au gaz naturel de l'Ouest du Canada; 186 millions $ pour la mise en valeur de Terra Nova; 69 millions $ pour l'exploration gazière dans le delta du Mackenzie; 121 millions $ pour l'acquisition de réserves non mises en valeur et de périmètres d'exploration en Libye; 99 millions $ pour Syncrude, y compris le démarrage de la phase 3 de l'agrandissement; 142 millions $ pour le projet de mise en valeur des sables pétrolifères *in situ* de MacKay River; et 62 millions $ pour d'autres activités reliées aux sables pétrolifères, y compris le positionnement en vue d'un deuxième projet de mise en valeur *in situ*. Les dépenses en immobilisations dans le Secteur d'aval ont augmenté puisque nous avons accéléré le programme de réaménagement des établissements de ventes au détail selon la nouvelle image et entrepris les investissements nécessaires pour nous conformer à la réglementation sur la teneur en soufre de l'essence.

En 2001, Petro-Canada a vendu un petit nombre d'éléments d'actif secondaires en contrepartie d'un produit de 127 millions $, mettant essentiellement fin à son programme d'aliénation d'éléments d'actif amorcé en 2000.

Budget de dépenses en immobilisations de 2002

Le budget de dépenses en immobilisations de Petro-Canada pour 2002, à 1 845 millions $ (sans tenir compte des fonds nécessaires à l'acquisition de Veba), représente une augmentation de 10 % par rapport aux dépenses de 1 681 millions $ en 2001 et témoigne de notre confiance dans les occasions qui s'offrent à nous. Les dépenses budgétées pour 2002 seront réparties comme suit : environ 1 345 millions $ iront aux activités du Secteur d'amont, 480 millions $ aux activités du Secteur d'aval et 20 millions $ aux besoins d'ordre général et autres.

Petro-Canada continuera d'affecter des sommes considérables à son programme portant sur le gaz naturel dans l'Ouest du Canada et le delta du Mackenzie. Le budget de dépenses en immobilisations permettra également de poursuivre la mise en valeur des sables pétrolifères. Les investissements prévus comprennent environ 220 millions $ pour financer la quote-part de la Société à l'égard des dépenses nécessaires pour améliorer les immobilisations et entreprendre la phase 3 de l'agrandissement de Syncrude, quelque 128 millions $ pour l'achèvement des travaux de mise en valeur à MacKay River, 140 millions $ pour le financement des travaux préparatoires en vue de la conversion proposée de la raffinerie d'Edmonton à la charge d'alimentation en bitume et environ 40 millions $ pour la mise en valeur de Meadow Creek et le financement d'autres travaux dans le secteur des Sables pétrolifères. Le budget prévoit également une somme d'environ 220 millions $ pour le développement de la production pétrolière au large de la côte Est, y compris la poursuite du forage à Hibernia et à Terra Nova, et, sous réserve de l'approbation des participants au projet, la mise en valeur du champ White Rose.

Dans le Secteur d'aval, les dépenses prévues au budget visent surtout à assurer la rentabilité future de Petro-Canada et à réduire l'incidence environnementale de ses activités et de ses produits. La majeure partie des investissements dans le raffinage vise à rendre nos installations conformes à la nouvelle réglementation sur la teneur en soufre de l'essence. Les dépenses budgétées au titre de la Commercialisation nous permettront de poursuivre la conversion de nos établissements de ventes au détail à la nouvelle image de Petro-Canada.

Activités de financement

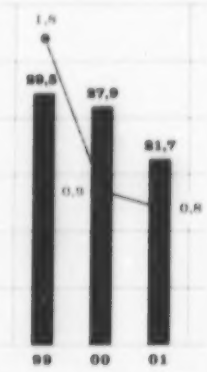
Sources du capital utilisé

(en millions de dollars)	**2001**	2000	1999
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an	**1 401**	1 774	1 711
Avoir des actionnaires	**5 061**	4 591	4 083
	6 462	6 365	5 794
Perte de change relative à la dette à long terme[1]	**(187)**	(130)	(87)
Total	**6 275**	6 235	5 707

1 La perte de change relative à la dette à long terme est amortie sur la durée restante de la dette. La durée moyenne pondérée de la dette était de 23 ans au 31 décembre 2001. Avec effet le 1er janvier 2002, Petro-Canada a adopté la recommandation de l'ICCA voulant que tout gain ou toute perte de change sur la dette à long terme soit constaté immédiatement dans l'état des résultats et cesse d'être reporté. La perte de change au 31 décembre 2001, d'un montant de 187 millions $ (184 millions $ après impôts), sera imputée aux bénéfices non répartis et les chiffres des exercices antérieurs seront retraités.

RATIOS D'ENDETTEMENT CLÉS

Les ratios d'endettement modérés traduisent la vigueur du bilan.

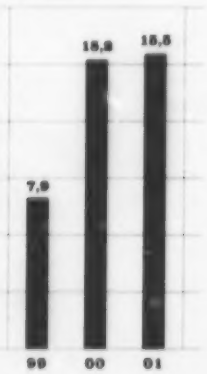


■ Dette à la dette plus l'avoir des actionnaires *(en pourcentage)*

● Dette aux flux de trésorerie *(fois)*

COUVERTURE DES INTÉRÊTS

Un ratio de couverture des intérêts positif démontre que le bénéfice suffit amplement à couvrir les intérêts débiteurs sur la dette.



■ Ratio de couverture des intérêts *(fois)*

- Ratio calculé en fonction du BAIIADE

La réduction de 373 millions $ de la dette à long terme en 2001 traduit le remboursement de billets non garantis à 8,6 % d'un montant de 471 millions $ (300 millions $ US), contrebalancé en partie par l'incidence du taux de change plus faible du dollar canadien appliqué à la dette libellée en dollars US.

Petro-Canada a convenu d'acquérir les activités pétrolières et gazières d'amont de Veba Oil & Gas GmbH pour un montant en espèces correspondant à l'équivalent actuel de 3,2 milliards $, sous réserve des rajustements de clôture et des frais de transaction. Les actifs seront acquis dans le cadre d'une transaction entièrement au comptant, rendue possible grâce à des facilités de crédit consenties que la Banque Royale du Canada et la Deutsche Bank AG (Canada) se sont engagées à réunir. Ces facilités de crédit seront par la suite prises en charge par un consortium afin d'inclure d'autres grandes institutions financières. La transaction devrait être réalisée par étapes au cours de 2002. La dette additionnelle contractée à l'égard du financement de l'acquisition augmentera sensiblement notre niveau d'endettement, mais nous prévoyons que le ratio de la dette aux flux de trésorerie, notre principal paramètre de mesure de l'endettement, demeurera près de notre objectif de deux fois. Compte tenu du rendement financier soutenu de Petro-Canada, ce ratio se situait à 0,8 fois au 31 décembre 2001. À la même date, le ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires était de 21,7 %. Ce ratio augmentera également,mais nous prévoyons le ramener, au fil du temps, à notre niveau cible de 30 %. Bien que ces nouvelles facilités de crédit visent principalement à financer notre acquisition, une tranche pourra également être affectée aux besoins généraux de la Société. Par conséquent, pour les besoins de son exploitation, au 31 janvier 2002, Petro-Canada avait accès à cette tranche des nouvelles facilités bancaires, à des lignes de crédit bancaires engagées additionnelles et à un programme de papier commercial totalisant 1 825 millions $. Petro-Canada continuera d'utiliser son encaisse et d'émettre des titres d'emprunt à court terme, le cas échéant, pour répondre à ses besoins en matière de fonds de roulement et de financement provisoire. Au 31 décembre 2001, l'encaisse et les placements à court terme de Petro-Canada s'élevaient à 781 millions $ et le programme de papier commercial n'était pas utilisé.

L'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, lancée par Petro-Canada avec prise d'effet le 1er novembre 2000, a pris fin le 31 octobre 2001. Au cours de 2001, plus de neuf millions d'actions ont été rachetées à un coût de 362 millions $.

En juin 2001, le gouvernement du Canada a adopté des dispositions législatives supprimant la restriction de 25 % imposée à la participation étrangère au capital-actions de Petro-Canada et portant de 10 % à 20 % la limite imposée à la participation individuelle. Ces modifications ont entraîné la conversion des actions à droit de vote variable de Petro-Canada en actions ordinaires à raison d'une action contre une et la suppression en bloc de la catégorie des actions à droit de vote variable. Les nouvelles règles de participation procurent à Petro-Canada un accès concurrentiel amélioré aux marchés internationaux des capitaux.

Petro-Canada revoit à l'occasion sa politique en matière de dividendes pour s'assurer qu'elle répond aux attentes des actionnaires ainsi qu'à ses objectifs financiers et de croissance. En 2001, Petro-Canada a versé des dividendes de 106 millions $, comparativement à 109 millions $ en 2000. Le dividende trimestriel est actuellement de 0,10 $ par action.

Ratios financiers

	2001	2000	1999
Ratio de liquidité générale	1,4	1,4	1,2
Couverture des intérêts (fois)			
— en fonction du bénéfice	10,1	10,3	3,7
— en fonction du BAIIADE	15,5	15,2	7,9
— en fonction des flux de trésorerie	15,6	15,2	8,2
Dette aux flux de trésorerie (fois)	0,8	0,9	1,8
Dette à la dette plus l'avoir des actionnaires (en pourcentage)	21,7	27,9	29,5

GESTION DES RISQUES

Petro-Canada mène ses activités de gestion des risques conformément aux politiques et aux lignes directrices établies par le Conseil d'administration, en ayant recours à des opérations de couverture, à des polices d'assurance et à d'autres techniques.

Notre politique de gestion des risques interdit l'utilisation d'instruments dérivés à des fins spéculatives. Les instruments dérivés auxquels Petro-Canada a recours servent principalement à couvrir les opérations portant sur des volumes de production pour les besoins de l'exploitation et à faciliter les ventes aux clients. Il arrive parfois que la Société couvre les prix et les marges de certaines marchandises afin de tirer parti d'occasions qui représentent une valeur extraordinaire. À moins d'une autorisation expresse du Conseil d'administration, la durée des instruments de couverture ne peut pas dépasser 18 mois. Nous négocions des instruments dérivés avec des parties qui possèdent une cote de crédit à long terme d'au moins A (à moins d'une autorisation du Conseil d'administration), en vertu d'un accord de l'International Swap Dealers Association. Les limites de crédit tiennent compte des risques de pertes actuels et éventuels imputables à la non-exécution des obligations d'une partie et réduisent la concentration du risque de crédit relié à une partie quelconque prise individuellement. Le processus de suivi et de rapports à l'égard du portefeuille d'instruments dérivés comporte notamment l'évaluation périodique de la juste valeur de tous les instruments dérivés en circulation. Les couvertures reliées aux marchandises et aux devises au cours de 2001 ont eu pour effet net d'accroître le bénéfice d'environ 10 millions $ après impôts. Aucune couverture reliée aux taux d'intérêt n'était en place.

Au 31 décembre 2001, la Société avait acheté à terme des contrats de pétrole brut, de gaz naturel et de change pour atténuer le risque lié aux ventes de gaz naturel et de produits raffinés à prix fixe. Des couvertures à court terme étaient aussi en place pour l'approvisionnement des unités de raffinage et les achats de produits. La valeur moyenne des instruments dérivés en circulation au cours de 2001 n'a pas varié de façon importante par rapport à la situation au 31 décembre 2001.

Petro-Canada a pris des engagements à terme reliés à la vente et au transport de gaz naturel dans le cours normal de ses activités. Environ 4 % de notre production estimative de gaz naturel de 2002 est vendue en vertu d'engagements à terme à prix fixe rapportant un prix net moyen à la sortie de l'usine de 2,78 $ le millier de pieds cubes.

Petro-Canada gère les risques d'exploitation en appliquant des processus exhaustifs d'évaluation des risques et de gestion des pertes et maintient des couvertures d'assurance appropriées. Nous souscrivons des couvertures d'assurance sur le marché mondial auprès d'assureurs jouissant d'une bonne santé financière. Les garanties maximales sont fondées sur des évaluations des risques techniques et les franchises sont établies à des niveaux qui tiennent compte de notre capacité d'assumer les risques.

RESPONSABILITÉ À TITRE DE SOCIÉTÉ

Bien que Petro-Canada exerce ses activités pour procurer un rendement concurrentiel à ses actionnaires, elle reconnaît que les résultats financiers ne sont pas le seul critère d'évaluation de la Société et que ceux-ci ne donnent pas une image complète de ses activités.

Petro-Canada comprend l'interdépendance entre le rendement financier, la performance environnementale et l'engagement envers la collectivité.

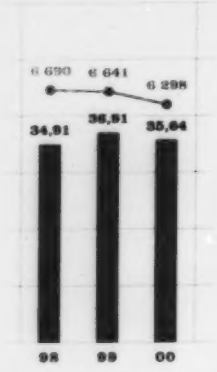
Afin de fournir une analyse plus détaillée, comparativement à celle que nous pouvons présenter dans le rapport annuel, de notre performance en matière de gestion responsable de l'environnement, de santé et de prévention et d'engagement envers la collectivité, nous avons produit en 2001 notre premier Rapport à la collectivité, qui sera publié chaque année. Des données sur les principaux paramètres de mesure de nos réalisations non financières y sont présentées et permettent au public d'évaluer les efforts continus de la Société dans ces domaines. Le Rapport à la collectivité peut être consulté sur notre site Web à www.petro-canada.ca. On peut aussi s'en procurer un exemplaire auprès des Communications de la Société. Le Rapport à la collectivité de 2001 sera disponible en juillet 2002.

Environnement, santé et prévention

Petro-Canada a perfectionné ses systèmes de gestion et d'établissement de rapports internes de façon à donner un très haut niveau d'assurance quant à l'intégration de la responsabilité à titre de société à son processus décisionnel courant. Ces systèmes de régie interne commencent au Conseil d'administration et s'étendent à toute la Société.

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE PAR RAPPORT À LA PRODUCTION

Petro-Canada est déterminée à réduire les émissions de gaz à effet de serre résultant de ses activités d'amont et d'aval, principalement en améliorant l'efficacité énergétique.



■ Production totale du Secteur d'amont et du Secteur d'aval *(en millions de mètres cubes équivalent pétrole/année)*

● Émissions de GES *(kilotonnes/année)*

– Les données de 2001 ne sont pas encore disponibles; ce graphique est basé sur les données de l'ensemble des propriétés exploitées par Petro-Canada.

Les dirigeants de Petro-Canada ont la responsabilité d'élaborer des méthodes et des normes d'exploitation conformes aux principes établis en matière d'environnement, de santé et de prévention, ainsi que des normes de Gestion globale des pertes (GGP) selon lesquelles nous procédons à une importante revue de chacune de nos unités commerciales tous les quatre ans. Notre Équipe de leadership de la haute direction revoit chaque mois nos résultats dans le domaine de l'environnement, de la santé et de la prévention et rend compte de ces résultats trois fois par année au Comité du Conseil d'administration sur l'environnement, la santé et la prévention.

En 2001, nous avons investi 135 millions $ dans des programmes environnementaux. Cette somme comprend des frais d'exploitation de 79 millions $ et des dépenses en immobilisations de 56 millions $ pour l'amélioration des installations. Nous prévoyons que les coûts environnementaux resteront élevés, car nous nous préparons à respecter les nouvelles limites fédérales touchant la teneur en soufre de l'essence, les futures exigences en matière de reformulation des carburants et les normes environnementales plus strictes régissant la production pétrolière et gazière.

Petro-Canada reconnaît et partage les préoccupations du public concernant le changement climatique mondial. Nous réagissons à ces préoccupations en investissant continuellement pour réduire les émissions directes et améliorer l'efficacité énergétique de nos opérations. Depuis 1990, Petro-Canada a éliminé plus de 1,3 million de tonnes d'émissions annuelles continues de gaz à effet de serre (GES). En 2000, les émissions totales de GES étaient inférieures de 8,8 % à celles de 1990, se chiffrant à 6,298 millions de tonnes (équivalent CO_2), malgré une croissance de 34 % de la production totale. Les émissions en 2000 ont été inférieures de 5 % à celles de 1999. Les données de 2001 seront fournies dans le Rapport à la collectivé de cette année.

La sécurité et le bien-être des employés sont prioritaires pour Petro-Canada. Les programmes de santé et de sécurité au travail visent à favoriser le bien-être des employés et à leur offrir un milieu de travail sûr et sain. En 2001, certaines initiatives de prévention ont été interrompues en raison des grèves. Petro-Canada a également fait l'expérience d'un milieu de travail comportant de nouveaux défis au moment de la mise en service et du démarrage du navire Terra Nova. En dépit d'une diminution constante du nombre de blessures et d'initiatives réussies dans bon nombre de nos installations, la fréquence globale des blessures à consigner subies par les employés (par 200 000 heures-personne) a augmenté, passant à 1,14 par rapport à 0,94 en 2000. Il y a eu au total 46 blessures à consigner comparativement à 40 en 2000. Nous lancerons des programmes de prévention axés sur le comportement dans toutes nos raffineries en 2002 et, à Terra Nova, le rythme des activités s'est stabilisé depuis le démarrage de la production. De plus, une initiative générale d'aptitude au travail, mettant l'accent sur la santé des employés et le milieu de travail, est en cours à l'échelle de la Société.

Engagement envers la collectivité

La réussite de Petro-Canada dépend de l'appui des Canadiens. C'est pourquoi nous investissons avec dynamisme et jouons un rôle actif dans les collectivités où nous vivons et travaillons partout au pays.

En 2001, Petro-Canada a versé 6,1 millions $ à 206 organismes canadiens sans but lucratif œuvrant dans quatre secteurs cibles : l'éducation, l'environnement, la santé et les services communautaires, et les arts et la culture. La Société accorde aussi un soutien important au sport amateur par l'entremise de son partenariat avec l'Association olympique canadienne. Petro-Canada appuie le Fonds de bourses d'études du flambeau olympique, les Prix d'excellence aux entraîneurs, le fonds Podium à l'intention des athlètes et les Jeux paralympiques du Canada. Dans le cadre de notre programme « L'énergie bénévole », nous avons accordé 338 subventions de 500 $ chacune à des organismes philantropiques appuyés par des employés et des retraités qui donnent de leur temps à la collectivité.

World Business Council for Sustainable Development

Imagine
Une entreprise généreuse

VCP-MVP Inc.

Or
Rapporteur Niveau Champion

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DES ÉTATS FINANCIERS

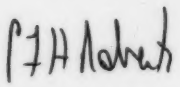
La direction est responsable de la préparation et de la présentation des états financiers consolidés de la Société. Les états financiers ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus et comprennent nécessairement certaines estimations faites au meilleur jugement de la direction. Les autres renseignements du Rapport annuel correspondent, le cas échéant, à ceux des états financiers.

La direction est également chargée de mettre en place et de maintenir un système de contrôle interne qui offre une assurance raisonnable quant à la préservation de l'actif et à la fiabilité des renseignements financiers servant à la préparation des états financiers.

Le cabinet d'experts-comptables Arthur Andersen s.r.l. a été nommé par les actionnaires à titre de vérificateurs externes pour effectuer une vérification indépendante et exprimer son opinion sur les états financiers consolidés. Le rapport des vérificateurs fait état de l'opinion des vérificateurs externes et de l'étendue de leur vérification. La Société a également confié à Arthur Andersen s.r.l. d'autres travaux de vérification en 2001, notamment l'examen du système de contrôle interne dont le but est de vérifier l'absence de lacunes importantes.

Le Conseil d'administration doit veiller à ce que la direction s'acquitte de ses responsabilités concernant la communication de l'information financière et le contrôle interne. Le Conseil d'administration assume cette responsabilité avec l'aide de son Comité de vérification, des finances et de gestion des risques.

Ronald A. Brenneman
Chef de la direction



Ernest F.H. Roberts
Vice-président principal et chef des finances

Le 31 janvier 2002

COMITÉ DE VÉRIFICATION, DES FINANCES ET DE GESTION DES RISQUES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration veille à ce que la direction s'acquitte de ses responsabilités concernant la communication de l'information financière et le contrôle interne avec l'aide de son Comité de vérification, des finances et de gestion des risques.

Composé d'au moins trois administrateurs (cinq actuellement) qui ne sont pas des employés de la Société, le Comité passe en revue les états financiers consolidés annuels avant qu'ils soient approuvés par le Conseil d'administration. En outre, le Comité examine les renseignements financiers contenus dans les prospectus et dans les rapports exigés par les organismes de réglementation, le cas échéant, ainsi que ceux qui figurent dans les comptes rendus trimestriels.

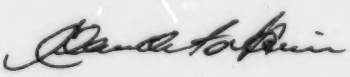
Le Comité examine les modalités de la mission des vérificateurs externes, leur programme annuel de vérification, leur rapport et les résultats de la vérification. Le Comité discute de l'indépendance des vérificateurs par rapport à la direction et à la Société avec les vérificateurs externes, qui donnent une confirmation écrite de cette indépendance au sens du code de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta, de la législation des États-Unis en matière de valeurs mobilières régie par la Securities and Exchange Commission et des exigences de l'Independence Standards Board aux États-Unis.

Le Comité recommande également au Conseil d'administration un cabinet de vérificateurs externes devant être nommé par les actionnaires.

Pour ce qui est de la mission impartie en 2001 au cabinet d'experts-comptables Arthur Andersen s.r.l. à titre de vérificateurs contractuels chargés d'effectuer l'examen du système de contrôle interne, le Comité a reçu des rapports périodiques, a étudié les conclusions et les recommandations importantes et a approuvé les conditions de l'entente et le programme annuel de l'examen.

Le Comité examine les pratiques en place relativement à la gestion des risques, aux protections d'assurance et à d'autres questions qui pourraient avoir une incidence importante sur la structure financière ou organisationnelle de la Société, et fait des recommandations au Conseil à ce sujet.

Des membres de la haute direction, les vérificateurs externes et les vérificateurs contractuels assistent à toutes les réunions du Comité de vérification, des finances et de gestion des risques, et tous ont la possibilité de rencontrer les membres du Comité en privé.



Claude Fontaine
Président du Comité de vérification, des finances et de gestion des risques

Le 31 janvier 2002

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux actionnaires de Petro-Canada,

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Petro-Canada aux 31 décembre 2001 et 2000 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2001. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondage des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2001 et 2000 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2001 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Arthur Andersen s.r.l.
Comptables agréés
Calgary, Alberta

Le 31 janvier 2002

RÉSULTATS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Exercices terminés les 31 décembre	2001	2000	1999
PRODUITS			
Exploitation	8 582 $	9 372 $	6 095 $
Revenus de placement et autres produits (Note 5)	108	149	52
	8 690	9 521	6 147
CHARGES			
Achats de pétrole brut et de produits	4 687	5 537	3 436
Exploitation, commercialisation et administration (Note 6)	1 670	1 619	1 512
Exploration	245	171	78
Amortissement et déplétion	568	584	558
Intérêts	135	144	141
	7 305	8 055	5 725
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS	1 385	1 466	422
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE (Note 7)			
Exigibles	528	363	147
Futurs	(47)	210	42
	481	573	189
BÉNÉFICE NET	904 $	893 $	233 $
BÉNÉFICE PAR ACTION (en dollars) (Notes 3 et 8)			
De base	3,41 $	3,28 $	0,86 $
Dilué	3,38 $	3,25 $	0,85 $

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Exercices terminés les 31 décembre	2001	2000	1999
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE, montants présentés antérieurement	897 $	288 $	147 $
Redressement pour tenir compte de l'effet cumulatif de la modification de conventions comptables sur les exercices antérieurs (Note 3)	—	(175)	—
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE, montants redressés	897	113	147
Bénéfice net	904	893	233
Dividendes sur les actions ordinaires	(106)	(109)	(92)
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DE L'EXERCICE	1 695 $	897 $	288 $

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

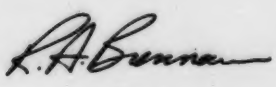
Exercices terminés les 31 décembre	2001	2000	1999
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net	**904 $**	893 $	233 $
Éléments sans effet sur la trésorerie (Note 9)	**539**	806	653
Charges d'exploration (Note 13)	**245**	171	78
Flux de trésorerie	**1 688**	1 870	964
Diminution (augmentation) du fonds de roulement lié aux activités d'exploitation et autre (Note 10)	**55**	87	(148)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**1 743**	1 957	816
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration (Note 13)	**(1 681)**	(1 203)	(1 021)
Produit de la vente d'éléments d'actif (Note 5)	**127**	722	81
Augmentation des charges reportées et des autres éléments d'actif, montant net	**(10)**	(8)	(5)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement lié aux activités d'investissement (Note 10)	**96**	(44)	(13)
	(1 468)	(533)	(958)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Réduction de la dette à long terme	**(475)**	(4)	(3)
Achat d'actions ordinaires (Note 17)	**(362)**	(134)	—
Dividendes sur les actions ordinaires	**(106)**	(109)	(92)
Produit de l'émission d'actions ordinaires	**34**	33	6
(Augmentation) diminution du fonds de roulement lié aux activités de financement (Note 10)	**—**	(1)	6
	(909)	(215)	(83)
(DIMINUTION) AUGMENTATION DE L'ENCAISSE ET DES PLACEMENTS À COURT TERME	**(634)**	1 209	(225)
ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME AU DÉBUT DE L'EXERCICE	**1 415**	206	431
ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME À LA FIN DE L'EXERCICE	**781 $**	1 415 $	206 $

BILANS CONSOLIDÉS

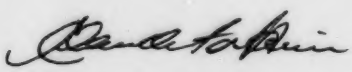
(en millions de dollars canadiens)

Aux 31 décembre	2001	2000
ACTIF		
ACTIF À COURT TERME		
Encaisse et placements à court terme (Note 11)	781 $	1 415 $
Débiteurs	758	1 289
Stocks (Note 12)	455	455
Charges payées d'avance	15	20
	2 009	3 179
IMMOBILISATIONS CORPORELLES, MONTANT NET (Note 13)	7 460	6 660
CHARGES REPORTÉES ET AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF (Note 14)	352	291
	9 821 $	10 130 $
PASSIF ET AVOIR DES ACTIONNAIRES		
PASSIF À COURT TERME		
Créditeurs et charges à payer	1 158 $	1 561 $
Impôts sur le bénéfice exigibles	234	194
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	5	454
	1 397	2 209
DETTE À LONG TERME (Note 15)	1 396	1 320
CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES ÉLÉMENTS DE PASSIF (Note 16)	481	477
IMPÔTS FUTURS (Notes 3 et 7)	1 486	1 533
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS (Note 22)		
AVOIR DES ACTIONNAIRES (Notes 3 et 17)	5 061	4 591
	9 821 $	10 130 $

Approuvé au nom du Conseil d'administration



Ronald A. Brenneman
Administrateur



Claude Fontaine
Administrateur

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(montants des tableaux exprimés en millions de dollars canadiens)

Note 1 SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

(a) Principes de présentation Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada et de toutes ses filiales (la « Société ») et sont conformes aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

La préparation des états financiers exige que la direction fasse des estimations et des hypothèses qui influent sur les montants d'actif et de passif présentés et les éventualités communiquées à la date des états financiers, de même que sur les montants des produits et des charges présentés durant la période visée.

(b) Encaisse et placements à court terme L'encaisse et les placements à court terme comprennent les liquidités en banque, moins les chèques en circulation, et les dépôts ayant une échéance de moins d'un an.

(c) Stocks Les stocks sont comptabilisés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. Le coût du pétrole brut et des produits est déterminé principalement selon la méthode du « dernier entré, premier sorti ».

(d) Placements Les placements dans les sociétés sur lesquelles la Société exerce une influence notable sont comptabilisés à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.

(e) Immobilisations corporelles Les investissements dans les activités d'exploration et de mise en valeur sont comptabilisés selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. En vertu de cette méthode, les coûts d'acquisition des propriétés non prouvées sont capitalisés. Les coûts des puits d'exploration sont initialement capitalisés jusqu'à l'établissement de réserves prouvées. Les coûts des puits auxquels on attribue des réserves prouvées demeurent capitalisés tandis que les coûts des puits infructueux sont imputés aux résultats. Tous les autres coûts d'exploration sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts de mise en valeur, incluant les coûts de tous les puits, sont capitalisés.

Presque toutes les activités d'exploration et de mise en valeur de la Société sont menées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers tiennent compte uniquement de la participation proportionnelle de la Société dans ces activités.

Les intérêts débiteurs sur les dettes attribuables à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés pendant la période de construction.

(f) Amortissement et déplétion L'amortissement et la déplétion des coûts capitalisés des propriétés productrices de pétrole et de gaz sont calculés selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement.

L'amortissement des autres immobilisations corporelles est calculé selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou la méthode de l'amortissement linéaire, d'après la durée de vie estimative des éléments d'actif correspondants, selon ce qui convient le mieux.

La valeur comptable des propriétés non prouvées est évaluée et toute perte de valeur, le cas échéant, est imputée aux résultats.

(g) Frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites Une provision pour les frais futurs estimatifs d'enlèvement et de restauration des sites qui sont probables et qui peuvent être déterminés de façon raisonnable est constituée selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou la méthode de l'amortissement linéaire, d'après la durée de vie estimative des éléments d'actif correspondants, selon ce qui convient le mieux. Une provision pour les frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites inactifs du Secteur d'aval, déduction faite des montants recouvrables prévus, est constituée lorsque la décision visant leur déclassement est prise.

(h) Conversion des devises Les éléments d'actif et de passif monétaires sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les autres éléments d'actif, ainsi que l'amortissement et la déplétion correspondants, les autres éléments de passif, les produits et les autres charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de chacune des opérations. Les gains ou pertes de change qui en résultent sont portés aux résultats, à l'exception des gains ou pertes de change non matérialisés découlant de la conversion de la dette à long terme, qui sont reportés et amortis sur la durée restante de la dette.

Les opérations à l'étranger sont intégrées aux autres activités de la Société et converties de la façon décrite ci-dessus.

(i) Opérations de couverture La Société a recours à des instruments dérivés pour réduire les risques liés aux fluctuations des devises, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. Les gains et pertes relatifs à ces contrats, qui constituent tous des couvertures efficaces, sont reportés et comptabilisés comme faisant partie de l'opération à laquelle ils se rattachent.

(j) Régime d'options d'achat d'actions La Société offre un régime d'options d'achat d'actions aux administrateurs, aux membres de la direction et à certains employés. La contrepartie versée au moment de la levée des options d'achat d'actions est portée au crédit des actions ordinaires et aucune charge de rémunération n'est comptabilisée au moment de l'émission des options d'achat d'actions ou des actions.

Note 2 INFORMATION SECTORIELLE

La Société exerce ses activités dans deux secteurs :

Le Secteur d'amont, comprenant les activités d'exploration, de mise en valeur, de production, de transport et de commercialisation reliées au pétrole brut, au gaz naturel, aux liquides de gaz naturel et aux sables pétrolifères.

Le Secteur d'aval, comprenant l'achat et la vente de pétrole brut, le raffinage de pétrole brut en produits pétroliers, ainsi que la distribution et la commercialisation de ces produits et d'autres produits achetés.

	Secteur d'amont			Secteur d'aval		
	2001	2000	1999	**2001**	2000	1999
Produits						
Ventes aux clients et autres produits	**1 510 $**	1 718 $	1 174 $	**7 158 $**	7 782 $	4 975 $
Ventes intersectorielles	**642**	619	516	**6**	6	14
Produits sectoriels	**2 152**	2 337	1 690	**7 164**	7 788	4 989
Charges						
Achats de pétrole brut et de produits	**—**	92	291	**4 687**	5 446	3 144
Opérations intersectorielles	**6**	6	14	**642**	619	516
Exploitation, commercialisation et administration	**466**	420	455	**1 165**	1 079	994
Exploration	**245**	171	78	**—**	—	—
Amortissement et déplétion	**374**	384	399	**193**	187	158
Intérêts	**—**	—	—	**—**	—	—
	1 091	1 073	1 237	**6 687**	7 331	4 812
Bénéfice avant impôts	**1 061**	1 264	453	**477**	457	177
Impôts sur le bénéfice	**369**	488	204	**176**	185	71
Frais de restructuration (Note 6)	**—**	—	—	**—**	—	—
Bénéfice net	**692 $**	776 $	249 $	**301 $**	272 $	106 $
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration						
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 284 $**	927 $	793 $	**383 $**	264 $	220
Charges reportées et autres éléments d'actif	**(6)**	4	(3)	**16**	7	(5)
	1 278 $	931 $	790 $	**399 $**	271 $	215 $
Flux de trésorerie	**1 152 $**	1 538 $	885 $	**589 $**	434 $	163 $
Total de l'actif	**5 304 $**	4 959 $	5 052 $	**3 556 $**	3 609 $	3 301 $
Capital utilisé	**3 438 $**	2 920 $	3 525 $	**2 337 $**	2 165 $	2 084 $

Le tableau ci-dessous présente l'information financière par secteur d'activité comme si chaque secteur était une entité commerciale distincte. Les cessions de produits entre secteurs, comptabilisées à leur valeur marchande, sont éliminées au moment de la consolidation. Les Services partagés englobent les revenus de placement, les intérêts débiteurs ainsi que les produits et les charges d'ordre général de la Société. Les éléments d'actif des Services partagés comprennent principalement l'encaisse et les placements à court terme, ainsi que les autres éléments d'actif d'ordre général de la Société.

Services partagés			Total consolidé		
2001	2000	1999	**2001**	2000	1999
22 $	21 $	(2)$	**8 690 $**	9 521 $	6 147 $
—	—	—			
22	21	(2)			
—	(1)	1	**4 687**	5 537	3 436
—	—	—			
39	54	63	**1 670**	1 553	1 512
—	—	—	**245**	171	78
1	13	1	**568**	584	558
135	144	141	**135**	144	141
175	210	206	**7 305**	7 989	5 725
(153)	(189)	(208)	**1 385**	1 532	422
(64)	(72)	(86)	**481**	601	189
—	—	—	**—**	38	—
(89)$	(117)$	(122)$	**904 $**	893 $	233 $
14 $	12 $	8 $	**1 681 $**	1 203 $	1 021 $
—	(3)	13	**10**	8	5
14 $	9 $	21 $	**1 691 $**	1 211 $	1 026 $
(53)$	(102)$	(84)$	**1 688 $**	1 870 $	964 $
961 $	1 562 $	308 $	**9 821 $**	10 130 $	8 661 $
500 $	1 150 $	98 $	**6 275 $**	6 235 $	5 707 $

Note 3 MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES

Avec effet le 1er janvier 2001, la Société a adopté rétroactivement les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives à la comptabilisation du bénéfice par action; l'application de ces recommandations n'a pas eu d'effet important.

Avec effet le 1er janvier 2000, la Société a adopté les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives à la comptabilisation des impôts futurs et des avantages sociaux futurs. La modification de la convention comptable relative aux impôts futurs a été adoptée rétroactivement et les bénéfices non répartis au 1er janvier 2000 ont été réduits de 175 millions $, tandis que le passif lié aux impôts futurs a été augmenté d'un même montant; les montants des exercices antérieurs n'ont pas été retraités. La modification de la convention comptable relative aux avantages sociaux futurs a été adoptée prospectivement.

Note 4 TAXES ET REDEVANCES À LA COURONNE

Outre les impôts sur le bénéfice et les autres taxes comprises dans l'état consolidé des résultats, les éléments suivants ont été perçus ou produits pour le compte des gouvernements et ont été payés ou sont payables par la Société :

	2001	2000	1999
Taxes provinciales de vente et sur les carburants	1 493 $	1 511 $	1 464 $
Taxes d'accise fédérales	852	832	839
Taxe sur les produits et services perçue	913	894	632
Redevances à la Couronne, en espèces et en nature	428	425	171
	3 686 $	3 662 $	3 106 $

Note 5 GAINS À LA CESSION D'ÉLÉMENTS D'ACTIF

Les revenus de placement et autres produits comprennent des gains nets à la cession d'éléments d'actif secondaires de 49 millions $ (73 millions $ en 2000; 3 millions $ en 1999).

Note 6 CHARGES D'EXPLOITATION, DE COMMERCIALISATION ET D'ADMINISTRATION

Les charges d'exploitation, de commercialisation et d'administration en 2000 comprennent une provision de 66 millions $ relative à des réductions de l'effectif et à des frais connexes reliés aux locaux à bureaux. La provision a réduit le bénéfice net de 2000 de 38 millions $.

Note 7 IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Le calcul des impôts sur le bénéfice, qui nécessite un redressement du bénéfice avant impôts pour tenir compte des éléments non imposables et non déductibles, se présente comme suit :

	2001	2000	1999
Bénéfice avant impôts	**1 385 $**	1 466 $	422 $
Ajouter (déduire) :			
Redevances et autres paiements non déductibles à des gouvernements provinciaux, montant net	**413**	385	170
Déduction relative aux ressources	**(476)**	(452)	(213)
Participation aux bénéfices de sociétés du même groupe	**(9)**	(10)	(11)
Opérations de change non imposables	**26**	22	5
Autre	**(1)**	(18)	(2)
Amortissement et déplétion et cessions non déductibles	**—**	—	70
Bénéfice redressé avant impôts sur le bénéfice	**1 338 $**	1 393 $	441 $
Taux de l'impôt fédéral canadien sur le bénéfice	**38,0 %**	38,0 %	38,0 %
Impôt fédéral canadien sur le bénéfice appliqué au bénéfice redressé	**508 $**	529 $	168 $
Impôt des grandes sociétés	**15**	15	14
Impôts provinciaux et autres impôts sur le bénéfice, déduction faite de l'abattement fédéral	**49**	62	28
Réduction des impôts futurs en raison de réductions des taux d'imposition provinciaux	**(61)**	—	—
Crédits d'impôt et autres	**(30)**	(33)	(21)
Impôts sur le bénéfice	**481 $**	573 $	189 $
Taux d'imposition effectif appliqué au bénéfice avant impôts	**34,7 %**	39,1 %	44,8 %

Les impôts futurs comprennent les passifs (actifs) d'impôts futurs liés aux écarts temporaires des postes suivants :

	2001	2000
Immobilisations corporelles	**1 325 $**	1 372 $
Bénéfice d'une société de personnes [1]	**397**	514
Stocks	**(78)**	(176)
Crédits reportés et autres éléments de passif	**(162)**	(166)
Charges reportées et autres éléments d'actif	**8**	(16)
Autre	**(4)**	5
	1 486 $	1 533 $

1 Le bénéfice imposable de certaines activités du Secteur d'amont est généré par une société de personnes et les impôts exigibles afférents de l'exercice seront payables au cours du prochain exercice.

Des questions complexes touchant les impôts sur le bénéfice, qui nécessitent l'interprétation d'une réglementation en constante évolution, se posent au moment du calcul des impôts sur le bénéfice. La direction estime qu'une provision suffisante a été constituée pour tenir compte de toutes les questions en suspens de cette nature.

Note 8 BÉNÉFICE PAR ACTION

Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation utilisé pour le calcul du bénéfice de base par action et du bénéfice dilué par action, en supposant que toutes les options d'achat d'actions en circulation ayant un effet de dilution ont été levées, était de :

	2001	2000	1999
Nombre moyen d'actions en circulation (en millions)			
De base	**284,9**	272,3	271,5
Dilué	**287,4**	274,6	272,5

Note 9 ÉLÉMENTS SANS EFFET SUR LA TRÉSORERIE

	2001	2000	1999
Amortissement et déplétion	568 $	584 $	558 $
Impôts futurs	(47)	210	42
Provision pour les frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites	17	30	29
Amortissement des pertes de change non matérialisées	46	24	21
Gain à la cession d'éléments d'actif	(49)	(73)	(3)
Autre	4	31	6
	539 $	806 $	653 $

Note 10 DIMINUTION (AUGMENTATION) DU FONDS DE ROULEMENT ET AUTRE

	2001	2000	1999
Débiteurs	531 $	(348)$	(258)$
Stocks	—	46	(46)
Charges payées d'avance	5	5	(10)
Créditeurs et charges à payer	(403)	254	244
Impôts sur le bénéfice exigibles	40	122	(23)
Tranche du passif à long terme échéant à moins d'un an et autre	(22)	(37)	(62)
	151 $	42 $	(155)$

Le fonds de roulement se compose du fonds de roulement autre que l'encaisse et les placements à court terme et la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an.

La diminution (l'augmentation) du fonds de roulement et autre comprend des variations liées aux activités d'exploitation, aux activités d'investissement et aux activités de financement.

Note 11 ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME

Les placements à court terme sont considérés comme des quasi-espèces et ils sont comptabilisés au coût, qui correspond approximativement à la valeur marchande.

	2001	2000
Encaisse	94 $	119 $
Moins : chèques en circulation	100	151
	(6)	(32)
Placements à court terme	787	1 447
	781 $	1 415 $

Les paiements en espèces au titre des intérêts et des impôts sur le bénéfice ont été les suivants :

	2001	2000	1999
Intérêts	158 $	154 $	152 $
Impôts sur le bénéfice	483	186	216

Note 12 STOCKS

	2001	2000
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises	377 $	370 $
Matériel et fournitures	78	85
	455 $	455 $

Note 13 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	2001			2000				
	Coût	Amortissement et déplétion cumulés	Montant net	Coût	Amortissement et déplétion cumulés	Montant net	Dépenses en immobilisations 2001	Dépenses en immobilisations 2000
Secteur d'amont								
Pétrole et gaz								
Ouest du Canada	3 593 $	1 673 $	1 920 $	3 474 $	1 671 $	1 803 $	404 $	341 $
Secteur extracôtier du Canada	2 362	326	2 036	2 106	221	1 885	257	315
Secteur international	203	51	152	100	45	55	101	18
Sables pétrolifères	1 325	489	836	1 128	537	591	275	94
Autre	25	16	9	33	11	12	2	10
	7 508	2 555	4 953	6 831	2 485	4 346	1 039	778
Secteur d'aval								
Raffinage	3 078	1 659	1 419	2 851	1 574	1 277	226	119
Commercialisation et autre	1 803	758	1 045	1 689	701	988	157	145
	4 881	2 417	2 464	4 540	2 275	2 265	383	264
Autres immobilisations corporelles	432	389	43	419	370	49	14	12
	12 821 $	5 361 $	7 460 $	11 790 $	5 130 $	6 660 $	1 436 $	1 054 $

Les intérêts capitalisés en 2001 se sont élevés à 16 millions $ (12 millions $ en 2000; 11 millions $ en 1999).

Les dépenses en immobilisations et les dépenses d'exploration imputées aux résultats sont classées comme activités d'investissement dans l'état des flux de trésorerie consolidés.

Des coûts de 1 119 millions $ (912 millions $ en 2000) reliés au projet Terra Nova et à d'autres projets extracôtiers canadiens n'ayant pas encore été mis en production ne sont pas amortis à l'heure actuelle.

La Société a conclu un contrat relativement à l'affrètement à temps et à l'exploitation d'un navire pour le transport du pétrole brut produit dans le secteur extracôtier du Canada. Ce contrat d'affrètement à temps a été conclu pour une durée initiale de dix ans se terminant en 2007. Il peut être prolongé au gré de la Société pour une période additionnelle de 15 ans, est comptabilisé comme un contrat de location-acquisition (Note 15) et représente un coût net de 78 millions $ (82 millions $ en 2000) inclus dans le secteur extracôtier du Canada.

Note 14 CHARGES REPORTÉES ET AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF

	2001	2000
Perte de change sur la dette à long terme	187 $	130 $
Placements	59	65
Capitalisation reportée des régimes de retraite	49	46
Frais de financement reportés	17	18
Autre	40	32
	352 $	291 $

Note 15 DETTE À LONG TERME

	Échéance	2001	2000
Débentures et effets			
Débentures non garanties 9,25 % (300 millions $ US)	2021	478 $	450 $
Débentures non garanties 7,875 % (275 millions $ US)	2026	438	413
Débentures non garanties 7,00 % (250 millions $ US)	2028	398	375
Effets non garantis 8,60 % (300 millions $ US)	2001	—	450
Contrat de location-acquisition (Note 19)[1]	2022	87	86
		1 401	1 774
Tranche échéant à moins d'un an		(5)	(454)
		1 396 $	1 320 $

1 Le taux d'intérêt implicite applicable au contrat de location-acquisition est de 11,90 %. Le remboursement total restant sera de 87 millions $ (55 millions $ US), y compris un montant variant entre 5 millions $ (3 millions $ US) et 8 millions $ (5 millions $ US) au cours de chacun des cinq prochains exercices.

Les intérêts sur la dette à long terme se sont élevés à 134 millions $ en 2001 (138 millions $ en 2000; 137 millions $ en 1999).

Note 16 CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES ÉLÉMENTS DE PASSIF

	2001	2000
Frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites	216 $	214 $
Avantages complémentaires de retraite	132	126
Passif à long terme	133	137
	481 $	477 $

Note 17 AVOIR DES ACTIONNAIRES

	2001	2000
Actions ordinaires	1 238 $	1 238 $
Surplus d'apport	2 138	2 456
Bénéfices non répartis	1 695	897
	5 061 $	4 591 $

Le capital-actions autorisé se compose d'un nombre illimité :

(a) d'actions privilégiées pouvant être émises en série, désignées comme actions privilégiées de premier rang;
(b) d'actions privilégiées pouvant être émises en série, désignées comme actions privilégiées de deuxième rang; et
(c) d'actions ordinaires.

Avant que le gouvernement du Canada n'adopte de nouvelles mesures législatives entrées en vigueur le 14 juin 2001, le capital-actions ordinaire comprenait deux catégories d'actions ordinaires : des actions ordinaires pouvant être détenues uniquement par des résidents du Canada et des actions à droit de vote variable pouvant être détenues uniquement par des non-résidents du Canada. Les actions ordinaires et les actions à droit de vote variable ne différaient que sur le plan des droits de vote qui y étaient rattachés. Les mesures législatives ont éliminé les restrictions s'appliquant aux actions à droit de vote variable, qui ont été converties en un nombre équivalent d'actions ordinaires.

Note 17 AVOIR DES ACTIONNAIRES (suite)

Les mouvements des actions ordinaires ont été les suivants :

	2001			2000		
	Actions	Montant	Surplus d'apport	Actions	Montant	Surplus d'apport
Solde au début de l'exercice	**269 807 215**	**1 238 $**	**2 456 $**	271 773 250	1 223 $	2 572 $
Actions émises contre espèces en vertu des régimes d'options d'achat d'actions et d'actionnariat des employés	**1 813 581**	**34**	**—**	1 990 365	33	—
Actions rachetées pour annulation	**(9 429 755)**	**(44)**	**(318)**	(3 956 400)	(18)	(116)
Solde à la fin de l'exercice	**262 191 041**	**1 228 $**	**2 138 $**	269 807 215	1 238 $	2 456 $

La Société a racheté des actions ordinaires en vertu d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités ayant débuté le 1er novembre 2000 et s'étant terminée le 31 octobre 2001. Au cours de 2001, 9 429 755 actions (3 956 400 actions en 2000) ont été rachetées au coût total de 362 millions $ (134 millions $ en 2000). L'excédent du prix d'achat par rapport à la valeur comptable des actions rachetées est porté en réduction du surplus d'apport.

Régime d'options d'achat d'actions

La Société offre un régime d'options d'achat d'actions en vertu duquel elle peut octroyer des options aux administrateurs, aux membres de la direction et à certains employés jusqu'à concurrence de 21 millions d'actions ordinaires. Les options d'achat d'actions ont une durée maximale de dix ans, sont acquises sur des périodes d'au plus cinq ans et peuvent être levées au cours du marché des actions aux dates d'octroi des options.

Les variations du nombre d'options d'achat d'actions en circulation ont été les suivantes :

	2001		2000	
	Actions	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)	Actions	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)
Solde au début de l'exercice	**6 765 601**	**20 $**	6 701 011	18 $
Options octroyées	**2 372 500**	**37**	1 984 800	23
Options levées	**(1 813 581)**	**18**	(1 832 160)	16
Options annulées	**(107 750)**	**27**	(88 050)	21
Solde à la fin de l'exercice	**7 216 770**	**26**	6 765 601	20

Les options d'achat d'actions suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2001 :

Options en circulation				Options pouvant être levées	
Nombre	Fourchette des prix de levée (en dollars)	Durée moyenne pondérée (en années)	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)	Nombre	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)
124 720	8 à 13 $	2,2	10 $	124 720	10 $
1 477 006	14 à 18	6,1	16	945 028	16
2 101 594	20 à 25	7,2	21	987 260	21
1 177 250	26 à 34	6,8	27	755 838	26
2 336 200	35 à 38	9,1	37	—	37
7 216 770	8 à 38	7,9	26	2 812 846	20

Note 18 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées et aussi certains avantages comme l'assurance-maladie et l'assurance-vie à ses retraités admissibles. Le coût de ces avantages est déterminé en fonction de la valeur actuarielle des prestations constituées sur la durée estimative de la carrière active des employés. Les dispositions des régimes à prestations déterminées sont généralement fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen des dernières années de service. Certaines dispositions des régimes à prestations déterminées prévoient qu'une partie des cotisations sera assurée par les employés et l'autre partie du financement des régimes enregistrés par des cotisations de la Société, établies suivant les conseils d'un actuaire indépendant. Les régimes à cotisations déterminées prévoient le versement d'une cotisation annuelle correspondant à 5 % des gains ouvrant droit à pension de chaque employé participant. La presque totalité de l'actif des régimes est investie dans des titres de participation, des titres à revenu fixe et d'autres titres négociables.

Charge au titre des régimes d'avantages sociaux	Régimes de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2001	2000	1999	**2001**	2000	1999
(a) Régimes à prestations déterminées						
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	**22 $**	20 $	18 $	**2 $**	3 $	2 $
Intérêts débiteurs	**70**	69	67	**11**	10	8
Rendement prévu de l'actif des régimes	**(88)**	(83)	(90)	**—**	—	—
Amortissement de l'obligation (actif) transitoire	**(5)**	(5)	—	**2**	1	—
Amortissement des coûts (gains) des services passés	**—**	—	4	**—**	—	(1)
Amortissement des gains actuariels nets	**—**	—	(1)	**—**	—	(1)
	(1)	1	(2)	**15**	14	8
(b) Régimes à cotisations déterminées	**7**	6	6			
Charge totale	**6 $**	7 $	4 $	**15 $**	14 $	8 $
Capitalisation des régimes d'avantages sociaux	**9 $**	6 $	6 $	**7 $**	6 $	5 $

Situation financière des régimes à prestations déterminées	Régimes de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2001	2000	**2001**	2000
Juste valeur de l'actif des régimes	**1 039 $**	1 113 $	**— $**	— $
Obligation au titre des prestations constituées	**1 119**	1 047	**172**	160
Situation de capitalisation — excédent (déficit) des régimes	**(80)**	66	**(172)**	(160)
Obligation (actif) transitoire non amorti(e)	**(44)**	(49)	**23**	25
Pertes actuarielles nettes non amorties	**173**	29	**16**	9
Actif (passif) au titre des prestations constituées	**49 $**	46 $	**(133)$**	(126)$
Rapprochement de l'actif des régimes				
Juste valeur de l'actif des régimes au début de l'exercice	**1 113 $**	1 052 $	**— $**	— $
Cotisations	**9**	7	**—**	—
Prestations versées	**(80)**	(55)	**—**	—
Rendement (perte) réel(le) de l'actif des régimes	**(17)**	115	**—**	—
Autre	**(6)**	(6)	**—**	—
Juste valeur de l'actif des régimes à la fin de l'exercice	**1 039 $**	1 113 $	**— $**	— $
Rapprochement de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées au début de l'exercice	**1 047 $**	951 $	**160 $**	145 $
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**22**	21	**2**	3
Intérêts débiteurs	**70**	69	**11**	10
Prestations versées	**(80)**	(55)	**(7)**	(7)
Pertes actuarielles	**40**	61	**6**	9
Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	**1 119 $**	1 047 $	**172 $**	160 $

Note 18 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS (suite)

Situation de capitalisation

La situation de capitalisation inclut les montants suivants relatifs aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés :

	Régimes de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2001	2000	**2001**	2000
Obligation au titre des prestations constituées	**(161)$**	(67)$	**(172)$**	(160)$
Juste valeur de l'actif des régimes	**67**	—	**—**	—
Déficit des régimes	**(94)$**	(67)$	**(172)$**	(160)$

Hypothèses touchant les régimes à prestations déterminées

	2001	2000	1999
Taux d'actualisation de l'obligation à la fin de l'exercice	**6,50 %**	6,75 %	8,00 %
Taux d'actualisation de la charge de retraite	**6,75 %**	7,25 %	8,00 %
Taux de rendement à long terme de l'actif des régimes	**8,00 %**	8,00 %	8,00 %
Taux d'augmentation de la rémunération, à l'exclusion des augmentations au mérite	**3,00 %**	2,50 %[1]	2,00 %[1]
Augmentation annuelle du coût par personne des avantages complémentaires de retraite	**6,20 %**[2]	6,20 %	4,80 %

1 3,0 % en 2001 et par la suite.
2 4,2 % en 2005 et par la suite.

Note 19 OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La Société conclut des opérations avec le gouvernement du Canada (qui détient 19 % des actions émises de la Société au 31 décembre 2001), ses organismes et d'autres apparentés dans le cours normal de ses activités et, par conséquent, aux mêmes conditions qu'avec des non-apparentés.

Note 20 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Au 31 décembre 2001, la juste valeur et la méthode de détermination de celle-ci ainsi que la valeur comptable des instruments financiers de la Société se présentaient comme suit :

Actif ou passif à court terme

La juste valeur des instruments financiers inclus dans l'actif à court terme et le passif à court terme, en excluant la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, se rapproche de la valeur comptable de ces instruments en raison de leur courte échéance.

Dette à long terme

La juste valeur de la dette à long terme est fondée sur les cours du marché.

Instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés, qui est fondée sur les cours fournis par les courtiers en valeurs mobilières, représente une approximation des montants qui auraient été obtenus de parties ou payés à celles-ci pour régler ces instruments avant leur échéance. La Société a l'intention de garder tous les instruments dérivés non exécutés au 31 décembre 2001 jusqu'à l'échéance.

	Valeur comptable	Juste valeur
Instruments financiers inclus dans l'actif à court terme et le passif à court terme	381 $	381 $
Dette à long terme[1]	(1,401)	(1,538)
Instruments dérivés	—	(11)

1 Exclut la perte de change de 187 millions $ (Note 14).

Note 21 INSTRUMENTS DÉRIVÉS

La Société est exposée à des risques de marché résultant des fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises dans le cours normal de ses activités commerciales. La Société surveille activement les risques liés aux fluctuations du marché et utilise à l'occasion des instruments dérivés pour gérer ces risques d'une manière qu'elle juge appropriée. La Société a recours aux instruments dérivés uniquement aux fins de couverture.

Pétrole brut
Le Secteur d'aval peut avoir recours à des contrats à terme et à des options pour réduire le risque lié aux fluctuations des marges, notamment les marges sur les ventes de produits à prix fixe et les fluctuations de prix à court terme à l'achat de pétrole brut étranger et canadien.

Gaz naturel
Le Secteur d'aval a conclu des contrats à terme pour l'achat de gaz naturel combustible pour couvrir des ventes de produits à prix fixe.

Devises
Le Secteur d'aval a réduit son risque de change entre le dollar canadien et l'euro lié à des ventes de produits à prix fixe en concluant des contrats à terme.

Les contrats non exécutés de la Société faisant partie de ces instruments dérivés et les pertes non matérialisées s'y rattachant au 31 décembre 2001 se présentaient comme suit :

	Quantité	Prix moyen	Perte non matérialisée	Échéance
Pétrole brut (en millions de barils)				
Achat de pétrole brut	6,7	36,12[1] $	10 $	2002/2003
Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)				
Achat de gaz naturel	0,5	5,08[1]	1	2002
Devises (en millions d'euros)				
Achat à terme	3,0	1,4195[2]	—	2002
			11 $	

1 En dollars canadiens le baril ou le millier de pieds cubes, selon le cas.
2 Taux moyen pondéré des contrats à terme en euros.

Les instruments dérivés comportent un certain risque de crédit que la Société contrôle par l'adoption de politiques et de limites de crédit ainsi que par le choix de parties jouissant d'une bonne santé financière. Le risque de marché lié aux variations de la valeur ou du coût de règlement des instruments dérivés de la Société est essentiellement contrebalancé par les gains ou les pertes sur les positions couvertes.

Note 22 ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

(a) La Société loue des biens et du matériel en vertu de divers contrats de location-exploitation à long terme arrivant à échéance au plus tard en 2013. Les loyers annuels minimaux relatifs aux contrats de location-exploitation non résiliables sont évalués à 87 millions $ en 2002, à 71 millions $ en 2003, à 59 millions $ en 2004, à 50 millions $ en 2005, à 45 millions $ en 2006 et à 42 millions $ par année par la suite jusqu'en 2013.

(b) La Société est partie à des litiges et à des réclamations dans le cours normal de ses activités. La direction est d'avis que tout règlement éventuel n'aurait pas d'effet important sur la situation financière de la Société.

Note 23 PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS

Les états financiers consolidés de la Société ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada, qui diffèrent à certains égards des principes applicables aux États-Unis. Les principales différences par rapport aux principes comptables afférents aux états financiers consolidés ci-joints sont les suivantes :

(a) Avec effet le 1er janvier 2000, la Société a adopté les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives aux impôts futurs, passant ainsi de la méthode du report d'impôts fixe à la méthode du passif fiscal (Note 3). Cette dernière méthode diffère de celle qui s'appliquerait en vertu des PCGR des États-Unis en raison de l'application de dispositions transitoires et de la comptabilisation de déductions fiscales et de certains crédits d'impôt canadiens.

(b) La Société reporte les gains ou pertes de change non matérialisés résultant de la conversion de la dette à long terme payable en devises en vue de leur amortissement sur la durée restante de la dette. Selon les PCGR des États-Unis, les gains ou pertes de change résultant de la conversion de la dette à long terme payable en devises seraient crédités ou imputés au bénéfice sans qu'il y ait de report.

(c) En vertu des PCGR des États-Unis, les intérêts doivent être capitalisés au coût de certains éléments d'actif lorsque ces derniers font l'objet d'une préparation en vue de leur usage prévu. La Société capitalise les intérêts se rapportant à la construction de nouvelles installations importantes mais ne capitalise pas les intérêts se rapportant à tous les éléments d'actif qui exigeraient une telle capitalisation des intérêts en vertu des PCGR des États-Unis.

(d) Au cours d'exercices précédents, la Société a viré des sommes du surplus d'apport au déficit. En vertu des PCGR des États-Unis, ces transferts n'auraient pas eu lieu.

(e) Les PCGR des États-Unis font appel au concept du résultat global qui comprend des éléments non inclus dans le bénéfice net. Il n'existe pas de concept similaire en vertu des PCGR du Canada.

(f) En vertu des PCGR des États-Unis, la Société serait tenue d'adopter la norme *Statement of Financial Accounting Standard* (« SFAS ») No. 133, *Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities* (Comptabilisation des instruments dérivés et des activités de couverture) en vigueur depuis le 1er janvier 2001. La norme SFAS No. 133 établit des normes comptables et de présentation exigeant que tous les instruments dérivés soient portés au bilan en tant qu'éléments d'actif ou de passif évalués à leur juste valeur, et que les variations de la juste valeur soient incluses dans le bénéfice de la période courante à moins que des critères précis concernant la comptabilisation des activités de couverture soient respectés. Le traitement comptable des activités de couverture permet de reporter les gains et les pertes non matérialisés en tant qu'éléments du résultat global jusqu'au moment où l'opération prévue a lieu.

L'application des PCGR des États-Unis aurait les effets suivants sur les résultats présentés :

	2001	2000	1999
Bénéfice net présenté dans l'état consolidé des résultats	**904 $**	893 $	233 $
Redressements, déduction faite des impôts sur le bénéfice applicables			
Conversion des devises	**(58)**	(34)	85
Capitalisation des intérêts et amortissement afférent	**31**	14	11
Comptabilisation des impôts sur le bénéfice	**(29)**	(35)	3
Autre	**(1)**	1	(1)
Bénéfice net, redressé	**847 $**	839 $	331 $
Bénéfice de base par action, redressé	**3,20 $**	3,08 $	1,22 $
Bénéfice dilué par action, redressé	**3,17 $**	3,06 $	1,22 $
Résultat global			
Bénéfice net, redressé	**847 $**	839 $	331
Pert non matérialisée sur les instruments dérivés	**(7)**	—	—
	840 $	839 $	331

Note 23 PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS (suite)

L'application des PCGR des États-Unis aurait les effets suivants sur les bilans consolidés présentés :

	Présenté	Augmentation (diminution)	PCGR des États-Unis
Au 31 décembre 2001			
Actif à court terme	2 009 $	— $	2 009 $
Immobilisations corporelles, montant net	7 460	577	8 037
Charges reportées et autres éléments d'actif	352	(194)	158
Passif à court terme	1 397	11	1 408
Dette à long terme	1 396	—	1 396
Crédits reportés et autres éléments de passif	481	—	481
Impôts futurs	1 486	260	1 746
Actions ordinaires	1 228	—	1 228
Surplus d'apport	2 138	1 122	3 260
Bénéfices non répartis	1 695	(1 003)	692
Autres éléments du résultat global (perte)	—	(7)	(7)
Au 31 décembre 2000			
Actif à court terme	3 179 $	— $	3 179 $
Immobilisations corporelles, montant net	6 660	551	7 211
Charges reportées et autres éléments d'actif	291	(137)	154
Passif à court terme	2 209	—	2 209
Dette à long terme	1 320	—	1 320
Crédits reportés et autres éléments de passif	477	—	477
Impôts futurs	1 533	238	1 771
Actions ordinaires	1 238	—	1 238
Surplus d'apport	2 456	1 122	3 578
Bénéfices non répartis (déficit)	897	(946)	(49)

Note 24 ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE

Le 29 janvier 2002, la Société a annoncé qu'elle avait convenu d'acquérir les activités pétrolières et gazières internationales de Veba Oil and Gas GmbH (« Veba ») de Veba et de BP p.l.c. pour une contrepartie au comptant équivalant à ce moment-là à 3,2 milliards $, sous réserve des droits de premier refus, des rajustements de clôture et des frais de transaction. L'acquisition, qui devrait être réalisée par étapes entre mai et septembre 2002, étant donné les droits de premier refus touchant certains éléments d'actif et les approbations devant être obtenues des gouvernements, sera financée au moyen de fonds provenant de facilités de crédit mises en place avec certaines banques.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Réserves prouvées nettes mises en valeur et non mises en valeur avant redevances[1,2]

	Pétrole brut et liquides de gaz naturel des champs gazéifères (en millions de barils)						Gaz naturel[11] (en milliards de pieds cubes)
	Ouest du Canada	Secteur international[4,5,6]	Côte Est[7]	Pétrole brut synthétique[9]	Bitume[10]	Total	Total
Début de l'exercice 2000	110	13	34	319	—	476	2 481
Révisions d'estimations antérieures	21	(2)	—	10	—	29	(40)
Vente de réserves en place	(75)	(10)	—	—	—	(85)	(180)
Achat de réserves en place	—	—	—	—	—	—	—
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	6	6	15	—	—	27	341
Production	(8)	(5)	(11)	(9)	—	(33)	(271)
Fin de l'exercice 2000	54	2	38	320	—	414	2 331
Révisions d'estimations antérieures	1	—	—	—	—	1	8
Vente de réserves en place	(2)	—	—	—	—	(2)	(120)
Achat de réserves en place	—	10	—	—	—	10	9
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	7	—	15	—	33	55	261
Production	(6)	(1)	(11)	(10)	—	(28)	(261)
Fin de l'exercice 2001	**54**	**11**	**42**	**310**	**33**	**450**	**2 228**

Réserves probables nettes avant redevances[1,3]

	Pétrole brut et liquides de gaz naturel des champs gazéifères (en millions de barils)						Gaz naturel[11] (en milliards de pieds cubes)
	Ouest du Canada	Secteur international[4,5,6]	Côte Est[8]	Pétrole brut synthétique[9]	Bitume[8]	Total	Total
Fin de l'exercice 2000	23	23	211	134	247	638	1 078
Révisions d'estimations antérieures	(2)	—	—	—	—	(2)	(194)
Vente de réserves en place	—	—	—	—	—	—	(10)
Achat de réserves en place	—	20	—	—	—	20	—
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	4	—	(6)	—	(32)	(34)	230
Fin de l'exercice 2001	**25**	**43**	**205**	**134**	**215**	**622**	**1 104**

1 Les réserves prouvées nettes mises en valeur et non mises en valeur et les réserves probables nettes avant redevances représentent la participation directe de Petro-Canada dans les réserves avant déduction des redevances à la Couronne et des autres redevances. Ces redevances peuvent être modifiées en fonction de lois ou de règlements et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment de la production initiale. Aucune quantité relative aux réserves n'a été incluse pour tenir compte des droits de redevances que Petro-Canada détient dans diverses propriétés.

2 Les réserves prouvées correspondent aux quantités estimatives de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel que l'on croit, avec un degré raisonnable de certitude, pouvoir récupérer au cours des années à venir dans les gisements connus, en fonction des données géologiques et techniques recueillies, dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. Les réserves prouvées mises en valeur sont celles que l'on estime pouvoir récupérer grâce aux installations ou aux puits actuels. Les réserves prouvées non mises en valeur sont celles qui ne peuvent être récupérées au moyen des installations ou des puits actuels, mais que l'on prévoit pouvoir récupérer au moyen de forages de développement additionnels, ou encore grâce à l'amélioration des installations actuelles ou à l'ajout de nouvelles installations.

3 Les réserves non prouvées sont fondées sur des données géologiques ou techniques similaires à celles utilisées pour les estimations des réserves prouvées; cependant, en raison d'incertitudes d'ordre technique, contractuel, économique ou réglementaire, de telles réserves ne peuvent être classées comme prouvées. Les réserves non prouvées peuvent être classées en réserves probables et en réserves possibles. Les réserves probables sont moins certaines que les réserves prouvées et on peut les estimer avec un degré de certitude suffisamment élevé pour indiquer qu'elles sont plus susceptibles d'être récupérées que le contraire.

4 Les réserves prouvées du secteur international à la fin de 2001 se trouvent en Algérie (1,2 million de barils) et en Libye (9,9 millions de barils). Les réserves probables du secteur international à la fin de 2001 se trouvent en Algérie (22,7 millions de barils et 220,5 milliards de pieds cubes) et en Libye (20,0 millions de barils).

5 Après déduction d'une redevance de 20 %, Petro-Canada reçoit du pétrole brut en contrepartie des coûts engagés au nom de Petro-Canada et de SONATRACH, la société pétrolière nationale algérienne. Petro-Canada et SONATRACH se partagent le reste de la production en fonction du niveau de celle-ci. La quote-part totale revenant à Petro-Canada ne peut dépasser 49 % des volumes de production bruts.

6 La production en Libye est assujettie à un Contrat de partage de l'exploration et de la production (CPEP) entre Petro-Canada et la Société nationale du pétrole de la Libye (SNP). En vertu des conditions du CPEP, Petro-Canada et ses sociétés remplacées supportent 100 % des coûts d'exploration, 50 % des coûts de mise en valeur et 25 % des coûts d'exploitation. La production de pétrole brut est partagée entre la SNP (75 %) et Petro-Canada (25 %) jusqu'à ce que la valeur cumulative du pétrole brut reçu par Petro-Canada soit égale aux dépenses en immobilisations et aux coûts d'exploitation cumulatifs nets de Petro-Canada. Après récupération des coûts, la production restante est partagée entre la SNP et Petro-Canada, selon le niveau de la production et un ratio de récupération des coûts. Les réserves de Petro-Canada en Libye dans les tableaux ci-dessus présentant les données avant redevances comprennent 50 % des réserves brutes estimatives des champs.

7 Les réserves prouvées à Hibernia et à Terra Nova sont fondées sur la récupération primaire à partir des blocs faillés forés et des blocs faillés non forés se trouvant entre les blocs faillés forés et la récupération additionnelle à partir des blocs faillés répondant à l'injection d'eau ou de gaz.

8 Les réserves probables à Hibernia, à Terra Nova et à MacKay River sont fondées sur les estimations de la récupération finale selon les plans d'épuisement relatifs à ces propriétés, moins les volumes produits ou inclus dans les réserves prouvées.

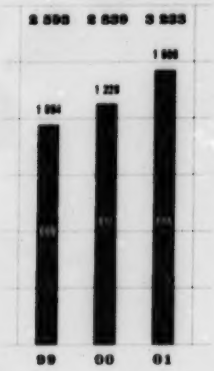
9 Les réserves prouvées et probables de pétrole brut synthétique sont fondées sur une haute certitude géologique et l'application de technologie éprouvée ou pilote. Dans le cas des réserves prouvées, les forages sont espacés de moins de 500 mètres et les approbations appropriées des copropriétaires et des organismes de réglementation ont été obtenues. Dans le cas des réserves probables, les forages sont espacés de moins de 1 000 mètres, les approbations appropriées des copropriétaires ont été obtenues et on cherche à obtenir l'approbation des organismes de réglementation.

10 Les réserves prouvées à MacKay River sont fondées sur des estimations prudentes de la récupération à partir des puits d'injection et de production jumelés existants.

11 Les réserves de gaz naturel font référence aux quantités de gaz commercialisable et non pas de gaz brut.

PORTEFEUILLE DE RÉSERVES

Notre important portefeuille de réserves procure une base solide pour la croissance future.



- Réserves prouvées *(en millions de barils équivalent pétrole)*
- Réserves probables *(en millions de barils équivalent pétrole)*
- Réserves possibles *(en millions de barils équivalent pétrole)*

(La prudence est de rigueur lorsqu'on fait le total des réserves prouvées, probables et possibles. Il existe une probabilité de 90 % que les réserves réelles soient équivalentes ou supérieures aux réserves prouvées, une probabilité de 50 % que les réserves réelles soient équivalentes ou supérieures à la somme des réserves prouvées et probables et une probabilité de 10 % que les réserves réelles soient équivalentes ou supérieures à la somme des réserves prouvées, probables et possibles.)

– Les réserves de 1999 ont été retraitées de façon à tenir compte d'une modification du ratio de conversion pétrole-gaz, qui est passé de 10:1 à 6:1.

Principaux emplacements des réserves et de la production

Pétrole brut[1] Champs	Réserves prouvées avant redevances au 31 décembre 2001 (en millions de barils)	Pourcentage des réserves prouvées totales de pétrole	Production quotidienne moyenne de 2001 avant redevances (en milliers de barils)	Pourcentage de la production quotidienne totale de pétrole en 2001
Syncrude, Alberta	310,2	73,4	26,8	40,6
MacKay River, Alberta	32,5	7,7	—	—
Hibernia, Secteur extracôtier, Terre-Neuve	26,1	6,2	29,6	44,7
Terra Nova, Secteur extracôtier, Terre-Neuve	16,2	3,8	—	—
Ferrier, Alberta	14,1	3,3	3,6	5,4
En Naga, Libye	9,9	2,4	—	—
Willesden Green, Alberta	5,5	1,3	1,8	2,8
Région de Ricinus/Bearberry, Alberta	3,1	0,7	0,8	1,2
Brazeau, Alberta	1,6	0,4	0,6	0,9
Gilby/Wilson Creek, Alberta	1,4	0,3	0,5	0,8
Autre	1,8	0,5	2,5	3,6
Total	**422,4**	**100**	**66,2**	**100**

Gaz naturel[1] Champs	Réserves prouvées avant redevances au 31 décembre 2001 (en milliards de pieds cubes)	Pourcentage des réserves prouvées totales de gaz	Production quotidienne moyenne de 2001 avant redevances (en millions de pieds cubes)	Pourcentage de la production quotidienne totale de gaz de 2001
Région de Wildcat Hills, Alberta	579,8	26,0	138,6	19,4
Région de Hanlan, Alberta	290,3	13,0	102,5	14,3
Jedney/Beg/Bubbles, Colombie-Britannique	244,7	11,0	41,8	5,8
Région de Ricinus/Bearberry, Alberta	171,4	7,7	106,8	14,9
Medicine Hat, Alberta	138,7	6,2	29,4	4,1
Région de Laprise, Colombie-Britannique	128,1	5,7	39,1	5,5
Gilby/Wilson Creek, Alberta	100,7	4,5	33,0	4,6
Alderson, Alberta	81,6	3,7	21,7	3,0
Ferrier, Alberta	77,1	3,5	22,5	3,2
Clarke Lake, Colombie-Britannique	68,2	3,1	33,0	4,6
Autre	347,7	15,6	146,0	20,6
Total	**2 228,3**	**100**	**714,4**	**100**

1 Exclut les liquides de gaz naturel.

Propriétés foncières pétrolières et gazières (brutes[1]/nettes[2]) (en millions d'acres)

	Mises en valeur[3]		Non mises en valeur[4]		Total	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Secteur extracôtier, Canada						
Côte Est[5]	0,1	—	6,3	2,4	6,4	2,4
Autres régions	—	—	7,5	6,2	7,5	6,2
Canada continental[6]	2,0	1,0	4,1	2,5	6,1	3,5
Sables pétrolifères	—	—	0,8	0,3	0,8	0,3
Alaska	—	—	0,3	0,3	0,3	0,3
Secteur international	—	—	5,7	5,7	5,7	5,7
Total	**2,1**	**1,0**	**24,7**	**17,4**	**26,8**	**18,4**

1 Comprend les participations des tiers.
2 Exclut les participations des tiers.
3 Régions dont on peut tirer une production.
4 Régions comportant des droits d'exploration.
5 Comprend les parcelles acquises à l'occasion de la vente, en 2001, de terrains par les provinces de Terre-Neuve et du Labrador et de la Nouvelle-Écosse, pour lesquelles des licences ont été délivrées au premier trimestre de 2002. La parcelle de la Flemish Pass acquise à l'occasion de la vente de terrains par la province de Terre-Neuve et du Labrador couvre une superficie de 0,54 million d'acres brutes (0,18 million d'acres nettes). La parcelle acquise à l'occasion de la vente de terrains par la Nouvelle-Écosse couvre une superficie de 0,366 million d'acres brutes (0,183 million d'acres nettes).
6 Comprend le delta du Mackenzie.

INFORMATION FINANCIÈRE ET DONNÉES SUR LES ACTIONS PAR TRIMESTRE

(non vérifiées, en millions de dollars à moins d'indication contraire)

	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre
				2001				2000
Produits								
Exploitation	2 476 $	2 277 $	2 075 $	1 757 $	2 086 $	2 133 $	2 421 $	2 732 $
Revenus de placement et autres produits	75	21	(3)	15	(153)	120	13	169
	2 551	2 298	2 069	1 772	1 933	2 253	2 434	2 901
Charges								
Achats de pétrole brut et de produits	1 249	1 239	1 233	966	1 245	1 236	1 471	1 585
Exploitation, commercialisation et administration[1]	408	391	406	463	438	380	380	421
Exploration	111	36	37	59	30	32	38	71
Amortissement et déplétion	139	148	134	147	181	133	127	163
Intérêts	38	34	36	27	32	36	36	38
	1 945	1 850	1 848	1 662	1 906	1 817	2 052	2 278
Bénéfice avant impôts	606	448	221	110	25	436	382	623
Impôts sur le bénéfice	248	122	72	39	6	177	153	237
Bénéfice net	358 $	326 $	149 $	71 $	19 $	259 $	229 $	386 $
Flux de trésorerie	629 $	454 $	295 $	307 $	308 $	428 $	450 $	684 $
Bénéfice sectoriel								
Bénéfice d'exploitation								
Secteur d'amont	256 $	230 $	125 $	52 $	126 $	149 $	185 $	244 $
Secteur d'aval	91	111	50	48	61	72	74	66
Services partagés	(20)	(15)	(25)	(29)	(39)	(28)	(27)	(23)
Frais de restructuration	—	—	—	—	(33)	—	—	(5)
	327	326	150	71	115	193	232	282
Gain (perte) à la cession d'éléments d'actif	31	—	(1)	—	(96)	66	(3)	104
Bénéfice net	358 $	326 $	149 $	71 $	19 $	259 $	229 $	386 $
Données sur les actions (en dollars par action)								
Bénéfice								
— de base	1,33	1,23	0,57	0,27	0,07	0,95	0,84	1,42
— dilué	1,32	1,21	0,56	0,27	0,07	0,94	0,83	1,40
Flux de trésorerie	2,34	1,71	1,13	1,17	1,13	1,57	1,65	2,52
Dividendes par action	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Cours des actions[2]								
— haut	38,60	43,65	42,01	43,50	25,30	31,15	35,80	38,45
— bas	33,50	35,05	35,33	35,09	19,00	22,60	26,40	30,80
— clôture (fin de la période)	35,44	36,02	38,97	39,31	24,15	27,65	33,50	38,15
Actions négociées (en millions)[3]	59,4	65,3	37,9	49,4	57,0	57,9	54,9	55,0

1 Les charges d'exploitation, de commercialisation et d'administration en 2000 comprennent une provision de 66 millions $ avant impôts reliée à des frais de restructuration.

2 Les cours des actions sont ceux des actions négociées à la Bourse de Toronto.

3 Nombre total d'actions négociées aux bourses de Toronto et de New York.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS ET D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES[1]

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	2001	2000	1999	1998	1997
Résultats consolidés					
Produits	**8 690 $**	9 521 $	6 147 $	5 016 $	6 096 $
Charges	**7 305**	8 055	5 725	4 797	5 460
Impôts sur le bénéfice	**481**	573	189	124	330
Bénéfice net	**904 $**	893 $	233 $	95 $	306 $
Flux de trésorerie	**1 688**	1 870	964	830	1 263
Total de l'actif	**9 881**	10 130	8 661	8 398	8 338
Capital utilisé moyen	**6 255**	5 884	5 630	5 536	5 406
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage) (en 2000 et en 1998, avant les frais de restructuration)	**15,2**	16,0	5,6	3,6	6,9
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	**15,7**	16,6	5,6	3,0	6,8
Dette	**1 401**	1 774	1 711	1 829	1 741
Ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires (en pourcentage)	**21,7**	27,9	29,5	31,7	30,7
Ratio de la dette aux flux de trésorerie (fois)	**0,8**	0,9	1,8	2,2	1,4
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 681**	1 203	1 021	1 116	1 049
Employés (effectif à la fin de l'exercice)[2]	**4 178**	4 024	4 417	4 620	5 749
Données relatives à l'actionnariat					
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)[3]	**284,9**	272,3	271,5	271,2	270,9
Actions en circulation à la fin de l'exercice (en millions)	**282,2**	269,8	271,8	271,3	271,0
Actions détenues par le public à la fin de l'exercice (en millions)	**218,8**	220,4	222,4	221,9	221,6
Cours des actions (en dollars)[4]					
— à la fin de l'exercice	**39,31**	38,15	20,45	16,25	26,00
— fourchette durant l'exercice	**33,50-43,65**	19,00-38,45	15,35-25,10	14,55-26,95	18,90-29,85
Actions négociées (en millions)[5]	**212,0**	224,8	184,7	244,7	271,1
Valeur comptable par action (en dollars)	**19,30**	17,02	15,02	14,51	14,47

1 Certaines données présentées antérieurement ont été reclassées compte tenu de modifications apportées ultérieurement à la présentation de l'information.
2 Les chiffres d'avant 1998 comprennent les employés de Propane ICG Inc., filiale qui a été vendue en 1998.
3 Comprend les 49,4 millions d'actions détenues à titre de placement par le gouvernement du Canada.
4 Les cours et les fourchettes à la fin de l'exercice sont ceux des actions négociées à la Bourse de Toronto.
5 Nombre total d'actions négociées aux bourses de Toronto et de New York.

	2001	2000	1999	1998	1997
Secteur d'amont					
Bénéfice d'exploitation	663 $	704 $	243 $	29 $	188 $
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	29	72	6	30	(2)
Bénéfice net	692 $	776 $	249 $	59 $	186 $
Flux de trésorerie	1 152	1 538	885	516	900
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	1 284	927	793	818	805
Production quotidienne (nette, avant redevances)					
Pétrole brut et liquides des champs gazéifères (en milliers de barils)	77,4	89,2	95,3	101,1	95,1
Gaz naturel (en excluant les produits d'injection, en millions de pieds cubes)	714	738	719	722	760
Prix de vente moyen					
Pétrole brut et liquides des champs gazéifères (le baril)[1]	37,30	41,45	24,58	17,72	25,79
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)[1,2]	6,00	4,75	2,59	1,96	1,85
Réserves prouvées (nettes avant redevances)					
Pétrole brut et liquides des champs gazéifères (en millions de barils)	450	414	476	476	432
Gaz naturel (en billions de pieds cubes)	2,2	2,3	2,5	2,5	2,5
Propriétés foncières pétrolières et gazières (superficies brutes/nettes en millions d'acres)	26,8/18,4	22,7/15,3	22,0/14,9	19,2/13,3	17,3/12,0
Puits forés (bruts/nets)					
Pétrole	30/16	41/21	51/13	76/33	127/65
Gaz naturel	354/229	234/135	164/95	188/83	145/82
Sables pétrolifères	50/50	0/0	0/0	0/0	0/0
Secs	27/16	23/6	26/8	23/9	34/21
Total	461/311	298/162	241/116	287/125	306/168
Secteur d'aval					
Bénéfice d'exploitation	300 $	273 $	115 $	204 $	225 $
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	1	(1)	(9)	(35)	(6)
Bénéfice net	301 $	272 $	106 $	169 $	219 $
Flux de trésorerie	589	434	163	420	415
Dépenses en immobilisations corporelles	383	264	220	276	215
Ventes de produits pétroliers (en milliers de mètres cubes par jour)	54,5	55,4	51,2	49,1	48,5
Établissements de ventes au détail à la fin de l'exercice	1 566	1 618	1 658	1 709	1 780
Capacité de traitement de brut des raffineries à la fin de l'exercice (en milliers de mètres cubes par jour)	49,8	49,8	49,0	49,0	45,4
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage)	96	101	100	95	103

1 Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture.
2 Avant déduction des frais de collecte et de traitement applicables en Colombie-Britannique.

ÉQUIPE DE LEADERSHIP DE LA HAUTE DIRECTION

Au 31 janvier 2002

Ron Brenneman
Chef de la direction

Norm McIntyre
Président

Boris Jackman
Vice-président directeur (Secteur d'aval)

Harry Roberts
Vice-président principal et chef des finances

Les membres de la direction suivants ont été nommés au sein de l'Équipe de leadership de la haute direction le 13 février 2002 : Kathy Sendall, vice-présidente principale, Ouest du Canada; Brant Sangster, vice-président principal, Sables pétrolifères, et Gordon Carrick, vice-président, Côte Est.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

Ronald A. Brenneman, résident de Calgary, est chef de la direction et administrateur de Petro-Canada depuis janvier 2000. M. Brenneman compte plus de 30 années d'expérience dans l'industrie. Il a occupé des fonctions dans les secteurs d'amont et d'aval de même qu'au sein des services généraux, et a occupé des postes de haute direction au sein d'une importante société canadienne d'envergure internationale. Il est administrateur de la Banque de Nouvelle-Écosse.

Angus A. Bruneau, O.C., résident de St. John's, est administrateur de Petro-Canada depuis 1996. M. Bruneau est président du conseil d'administration de Fortis Inc. Il est administrateur d'Inco Limitée, du groupe SNC-Lavalin Inc., de la Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie et de North Atlantic Pipeline Partners, L.P. Il est également membre du Conseil de recherche en sciences naturelles et en génie et de la Fondation canadienne pour l'innovation, et siège au conseil d'administration de la Société canadienne pour la conservation de la nature et du Conseil pour l'unité canadienne.

Gail Cook-Bennett[1], résidente de Toronto, est administratrice de Petro-Canada depuis 1991. Mme Cook-Bennett est présidente du Conseil de placement du Régime de pensions du Canada. Elle est administratrice d'Enbridge Consumers Gas Company, du Groupe Transcontinental G.T.C. Ltée et de la Société Financière Manuvie.

John F. Cordeau, résident de Calgary, est administrateur de Petro-Canada depuis 1994. M. Cordeau est associé et chef du contentieux au cabinet d'avocats canadien Bennett Jones LLP, ayant des bureaux à Calgary, à Edmonton et à Toronto. Il est administrateur d'un certain nombre de sociétés fermées.

Purdy Crawford, résident de Toronto, est administrateur de Petro-Canada depuis 1995. M. Crawford est président du conseil d'administration d'AT&T Canada Corp. et a été président du conseil d'administration d'Imasco Limitée. Il est administrateur de Camco Inc., de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, d'Emera Inc., d'Inco Limitée, des Aliments Maple Leaf Inc., de Seamark Asset Management Ltd. et de Foot Locker Inc. Il est aussi avocat auprès de Osler, Hoskin & Harcourt.

Claude Fontaine[1], résident de Montréal, est administrateur de Petro-Canada depuis 1987. M. Fontaine est associé principal d'Ogilvy Renault. Il est administrateur de Domtar Inc., d'Optimum Général Inc., du Fonds de Recherche de l'Institut de Cardiologie de Montréal et du Conseil pour l'unité canadienne.

Thomas E. Kierans, O.C., résident de Toronto, est administrateur de Petro-Canada depuis 1991 et a été président du Conseil d'administration de 1996 à janvier 2000. M. Kierans est président du conseil d'administration de l'Institut canadien des recherches avancées et du Toronto International Leadership Centre for Financial Sector Supervision. Il est aussi administrateur de la Société Financière Manuvie, d'IPSCO Inc., d'Inmet Mining Corp., de BCE Inc., de Téléglobe Inc. et de Telesat Canada. Il est conseiller auprès de Corporation Lazard Canada.

Brian F. MacNeill[1], résident de Calgary et administrateur de Petro-Canada depuis 1995, a été nommé président du Conseil d'administration en mai 2000. M. MacNeill a été président et chef de la direction d'Enbridge Inc. Il est administrateur d'Enbridge Inc., de la Banque Toronto-Dominion, de Dofasco Inc , de Western Oil Sands Inc., de West Fraser Timber Co. Ltd., de TELUS Corporation, de Sears Canada Inc. et de Veritas DGC Inc. Il est membre des instituts des comptables agréés de l'Alberta et de l'Ontario et du Financial Executives Institute. Il est aussi Fellow de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et président du Conseil des gouverneurs de l'Université de Calgary.

Paul Melnuk[1], résident de St. Louis, au Missouri, s'est joint au Conseil d'administration de Petro-Canada en juillet 2000. M. Melnuk est associé directeur de FTL Capital Partners. Il a été président et chef de la direction de Barrick Gold Corporation, de Clark USA, Inc. et de Brackneil Corporation. Il est membre de la Young Presidents' Organization, section de St. Louis.

Guylaine Saucier[1], C.M., résidente de Montréal, est administratrice de Petro-Canada depuis 1991. Mme Saucier a été présidente du Comité mixte sur la gouvernance d'entreprise et présidente du conseil d'administration de la Société Radio-Canada et de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Elle est administratrice de la Fédération internationale des comptables, de la Banque de Montréal, de la Corporation Nortel Networks, d'AXA Assurances Inc. et de Tembec Inc.

William W. Siebens, résident de Calgary, est administrateur de Petro-Canada depuis 1986. M. Siebens est président et chef de la direction de Candor Investments Ltd. et président du conseil d'administration de Freehold Royalty Trust. Il est administrateur du Fraser Institute.

1 Membre du Comité de vérification, des finances et de gestion des risques

Actions en circulation

Au 31 décembre 2001, 212,8 millions d'actions de Petro-Canada étaient en circulation dans le public.

Agent des transferts et agent comptable des registres

Au Canada :
Compagnie Trust CIBC Mellon

Aux États-Unis :
Mellon Investor Services, LLC

Téléphone sans frais : 1 800 387-0825
Télécopieur : (416) 643-5660 ou
(416) 643-5661
Courriel : inquiries@cibcmellon.com
Site Web : www.cibcmellon.com

Rapports envoyés en plus d'un exemplaire

Il se peut que les actionnaires ayant plus d'un compte non enregistré reçoivent de la documentation en plusieurs exemplaires. Pour éliminer les envois répétitifs, veuillez communiquer avec l'agent des transferts et agent comptable des registres.

Assemblée annuelle et extraordinaire

L'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires aura lieu à 11 h, heure locale, le mardi 30 avril 2002 à l'endroit suivant :
The Palliser Hotel, Crystal Ballroom
133 9th Avenue S.W.
Calgary (Alberta)

Cotes et symboles boursiers

Toronto : PCA
New York : PCZ

Dividendes

Le Conseil d'administration de Petro-Canada a adopté comme politique de verser un dividende trimestriel de 0,10 $ (0,40 $ par année) par action ordinaire. Le Conseil d'administration réexamine régulièrement la politique de dividendes en fonction de la situation financière de la Société, du financement nécessaire pour assurer sa croissance et d'autres facteurs.

Sur notre site Web...

Les documents suivants sont disponibles sur le site Web de Petro-Canada à www.petro-canada.ca :

- Supplément statistique
- Notice annuelle
- Rapports trimestriels
- Circulaire de procuration
- Code des pratiques commerciales de Petro-Canada
- Rapport à la collectivité

Téléphone : (403) 296-4040
Télécopieur : (403) 296-3061
Courriel : investor@petro-canada.ca

Communications de la Société
(403) 296-3648

Petro-Canada
C.P. 2844
Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
Téléphone : (403) 296-8000
Télécopieur : (403) 296-3030
Site Web : www.petro-canada.ca

Commentaires

Nous aimerions recevoir vos commentaires sur notre format de rapport annuel plus économique à produire. Veuillez envoyer vos commentaires par courriel à : sbraunga@petro-canada.ca

BARIL EQUIVALENT PÉTROLE : La production de gaz naturel (à l'exclusion des produits d'injection) est convertie selon un facteur de 6 000 pieds cubes de gaz pour un baril de pétrole.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION : Bénéfice avant les gains (pertes) à la vente d'éléments d'actif.

CAPITAL UTILISÉ : Total de l'avoir des actionnaires et de la dette, moins la perte de change connexe.

DETTE : Dette à long terme, incluant la tranche échéant à moins d'un an.

FLUX DE TRÉSORERIE : Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les variations des éléments hors caisse du fonds de roulement.

RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ : Bénéfice net plus les intérêts débiteurs après impôts, divisé par le capital utilisé moyen. Mesure le bénéfice net en fonction de l'actif.

RENDEMENT D'EXPLOITATION DU CAPITAL UTILISÉ : Bénéfice d'exploitation plus les intérêts débiteurs après impôts, divisé par le capital utilisé moyen. Mesure le bénéfice d'exploitation en fonction de l'actif.

RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES : Bénéfice net divisé par l'avoir des actionnaires moyen. Mesure le rendement obtenu par les actionnaires sur leur placement dans la Société.

RATIO DE LIQUIDITÉ GÉNÉRALE : Actif à court terme divisé par le passif à court terme. Traduit la liquidité à court terme de la Société et sa capacité d'acquitter les dettes à court terme.

RATIO DE LA DETTE AUX FLUX DE TRÉSORERIE : Dette divisée par les flux de trésorerie. Indique la capacité de la Société d'acquitter l'encours de sa dette.

RATIO DE LA DETTE À LA DETTE PLUS L'AVOIR DES ACTIONNAIRES : Dette divisée par la dette plus l'avoir des actionnaires. Indique la valeur relative de la dette dans la structure du capital de la Société. Mesure la vigueur financière.

COUVERTURE DES INTÉRÊTS : Mesure la capacité de la Société de couvrir les intérêts débiteurs sur la dette.

En fonction du bénéfice : Bénéfice avant les intérêts débiteurs et la provision pour impôts sur le bénéfice, divisé par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

En fonction du BAIIADE : Bénéfice avant les intérêts débiteurs, les impôts sur le bénéfice, l'amortissement et la déplétion et les charges d'exploration, divisé par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

En fonction des flux de trésorerie : Flux de trésorerie avant les intérêts débiteurs et les impôts sur le bénéfice exigibles, divisés par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

Afin de nous conformer à l'usage, nous utilisons dans ce rapport les unités du système impérial pour décrire les activités d'exploration et de production, et les unités métriques pour décrire les activités de raffinage et de commercialisation. À moins d'indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens.

1 mètre cube (liquides) = 6,29 barils
1 mètre cube (gaz naturel) = 35,49 pieds cubes
1 litre = 0,22 gallon impérial
1 hectare = 2,47 acres
1 mètre cube = 1 000 litres

CONCEPTION GRAPHIQUE : Bissinger & Partners (Inc.) RÉDACTION : Services rédactionnels de Petro-Canada PHOTOGRAPHIE DE LA HAUTE DIRECTION : Dennis Minty
PHOTOS DES PAGES 2 à 7 : (à partir de la gauche) Société d'exploration et de développement d'Hibernia Ltée: Dan Sorensen, Joelie Opelik, Albert Normandin. PHOTOS DE LA HAUTE DIRECTION : Bernard Bohn
Le rapport annuel a été imprimé sur du papier sans acide et recyclable. Les encres ont été fabriquées à base d'huile de lin et ne contiennent aucun métal lourd. Aucun alcool n'entre dans le procédé d'impression.
Les émissions organiques volatiles associées à l'impression ont été réduites de 50 % à 75 % comparativement aux procédés que prévoyait l'utilisation d'encres et de procédés courants.

Petro-Canada agit de façon focalisée et disciplinée
et dispose des ressources humaines et financières nécessaires
à l'exécution de son ambitieuse stratégie.

Le projet de mise en valeur du pétrole extracôtier
de Terra Nova est en service et la production de bitume à
MacKay River commencera d'ici la fin de 2002.

Les solides résultats de 2001 et la gestion
disciplinée des coûts donnent à Petro-Canada la capacité d'investir dans
la croissance et de saisir les occasions de création de valeur.

Nous disposons de stratégies bien établies afin de
créer de la valeur pour les actionnaires dans chacun de nos secteurs
d'activité principaux et les réserves qui seront mises
en valeur au cours de la prochaine décennie ont déjà été ciblées.

PETRO-CANADA